

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
ФГБОУ ВО «Удмуртский государственный университет»
Институт нефти и газа им. М.С. Гучериева
Совет молодых специалистов АО «БЕЛКАМНЕФТЬ»
им. А.А. Волкова

**СБОРНИК СТАТЕЙ XV МЕЖДУНАРОДНОЙ
НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКОЙ КОНФЕРЕНЦИИ**

Часть I



Нефтиса
Нефтяная компания



АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
БелкамНефть
ИМЕНИ А.А. ВОЛКОВА



Институт нефти и газа
им. М.С. Гучериева
ФГБОУ ВО «УдГУ»



Ижевск
2025

УДК 622.276(063)

ББК 33.36я431

C232

Рецензенты: д-р тех. наук, профессор каф. геологии и геофизики нефти и газа, Уральский Государственный Горный Университет. **А.А. Липаев**, д-р тех. наук, профессор каф. бурения нефтяных и газовых месторождений, ин-т нефти и газа им. М.С. Гущериева ФГБОУ ВО «Удмуртский государственный университет» **Т.Н. Иванова**.

Отв. редакторы: О.В. Никитина, С.Ю. Борхович, М.Б. Полозов,
С.Б. Колесова, Н.Г. Трубицина, П.Г. Родионов

C232 Сборник статей XV Международной научно-практической конференции. Ч.1. / Ижевск : Удмуртский университет, 2025. – 251 с.

ISBN 978-5-4312-1314-4

DOI: 10.35634/978-5-4312-1314-4-1-2025-1-251

В сборнике опубликованы материалы XV Международной научно-практической конференции. Конференция проведена компанией АО «Белкам-нефть» им. А. А. Волкова совместно с Институтом нефти и газа им. М. С. Гущериева ФГБОУ ВО «Удмуртский государственный университет» 17 апреля 2025 года для специалистов, бакалавров, магистрантов, аспирантов высших учебных заведений и сотрудников нефтегазодобывающих компаний.

Сборник включает научные работы о современных исследованиях в области геологии и разработки нефтяных месторождений, методов увеличения нефтеотдачи пластов, техники и технологии строительства и ремонта скважин, компьютерных технологий в добыче нефти и газа, а также проблемах экономики нефтяной промышленности. Издание предназначено для специалистов научно-исследовательских институтов, нефтедобывающих предприятий, преподавателей и студентов высших учебных заведений специальностей нефтяной и газовой промышленности.

УДК 622.276(063)

ББК 33.36я431

ISBN 978-5-4312-1314-4

DOI: 10.35634/978-5-4312-1314-4-1-2025-1-251

© ФГБОУ ВО «Удмуртский
государственный университет», 2025

© Авторы статей, 2025

СОДЕРЖАНИЕ

СЕКЦИЯ 1. РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

ДОРАЗРАБОТКА ОСТАТОЧНЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ ВЫСОКООБВОДНЕННЫХ УЧАСТКОВ ЧУТЫРСКО-КИЕНГОП-СКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ С НЕОДНОРОДНЫМИ КОЛЛЕКТОРАМИ	8
--	---

М. И. Селукова, Р. А. Фархутдинов, С. Ю. Борхович

МЕТОД ТЕПЛОПОЛИМЕРНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ЗАЛЕЖИ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ.....	15
--	----

Г. А. Джсорухян, Ю. Г. Епифанов

МЕХАНИЗМ СОЛЯНО-КИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ (СКО). ОСОБЕННОСТИ СКО	24
--	----

С. М. Гуджеджиани, Ю. Г. Епифанов

АНАЛИЗ ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ МАГНИТОГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ПРИВОДОВ В НЕФТЕГАЗОВОМ ДЕЛЕ.....	33
--	----

Е. А. Кучерова, Е. М. Ерусланов

МЕТОД ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ НА МОДЕЛЬНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ С ПОМОЩЬЮ ГРП С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ СШИТЫХ ПОЛИМЕРНЫХ СИСТЕМ	40
--	----

Н. С. Ившин, Е. А. Кучерова

СОЗДАНИЕ ПАРАМЕТРИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ РАСЧЕТА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН, ОБОРУДОВАННЫХ УЭЦН	46
---	----

Е. А. Кучерова, М. С. Санников

ОБОСНОВАНИЕ НАПРАВЛЕНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНОГО УЧАСТКА СТВОЛА СКВАЖИНЫ С МГРП НА ПРИМЕРЕ КАРБОНАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ СРЕДНЕГО КАРБОНА УДМУРТИИ	54
---	----

О. В. Лихачева, С. Ю. Борхович

ДОРАЗРАБОТКА ОСТАТОЧНЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ ВЫСОКОБВОДНЁННЫХ УЧАСТКОВ ЧЕРНОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ С НЕОДНОРОДНЫМИ КОЛЛЕКТОРАМИ 62

С. Ю. Борхович, А. В. Рассамахин

ПРИМЕНЕНИЕ ГИДРОМЕХАНИЧЕСКОЙ ПРОКАЛЫВАЮЩЕЙ ПЕРФОРАЦИИ НА ПРИМЕРЕ КОТОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ 73

Д.Н. Бессмертных, С.А. Красноперова

АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРИЗАБОЙНУЮ ЗОНУ ПЛАСТА НА ПРИМЕРЕ ГРЕМИХИНСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ 81

М. В. Каров, А. Г. Миловзоров

СЕКЦИЯ 2. БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ КРЕПЛЕНИЯ СКВАЖИН НА ЗАПАДНО-ХОСЕДАЮСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ 96

О. В. Никитина, Д. А. Ермаков, Т. А. Ардашева

ОПТИМИЗАЦИЯ КОНСТРУКЦИИ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО ПРОРАБАТЫВАЮЩЕГО БАШМАКА ДЛЯ СНИЖЕНИЯ ЗАСОРЕНИЯ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ КАНАЛОВ 109

М.Б. Полозов, А.В. Перишин

ОПТИМИЗАЦИЯ ПРОЦЕССОВ БУРЕНИЯ ЗА СЧЕТ ПРИМЕНЕНИЯ «АВТОМАТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА БУРЕНИЯ». ПАТЕНТНЫЙ ОБЗОР 121

А.В. Герасимов, А.Г. Миловзоров

ПРИМЕНЕНИЕ МОТОРИЗИРОВАННЫХ РОТОРНО-УПРАВЛЯЕМЫХ СИСТЕМ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН В СЛОЖНЫХ ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ 129

Д. С. Пушин, А. Г. Миловзоров

БУРЕНИЕ С ПРИМЕНЕНИЕМ ОБСАДНОГО ХВОСТОВИКА 136

М. Б. Полозов, Д. И. Бузеров, А. А. Аммосов

РАЗРАБОТКА РЕЦЕПТУР ОБЛЕГЧЕННОГО ТАМПОНАЖНОГО МАТЕРИАЛА НА ОСНОВЕ МЕТАСИЛИКАТНАТРИЯ ДЛЯ КРЕПЛЕНИЯ СКВАЖИН РОМАШКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ	141
---	-----

А. Т. Кашапов, М. Б. Полозов, А. Н. Ильин

ТЕХНОЛОГИЯ БУРЕНИЯ МНОГОЗАБОЙНЫХ СКВАЖИН (FISHBONE) НА МЕСТОРОЖДЕНИИ «ОМБИНСКОЕ» С ПРИМЕНЕНИЕМ РУС	146
--	-----

М. Б. Полозов, А. О. Тарасов, А. Д. Дё

СЕКЦИЯ 3. ГЕОЛОГИЯ И ЭНЕРГЕТИКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

ВИЗУАЛЬНЫЙ СЕЙСМОСТРАТИГРАФИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ	156
---	-----

А. С. Кулаков, Н. Г. Истомина

ВОЗМОЖНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТЕПЛА НЕДР ЗЕМЛИ В ОТРАБОТАВШИХ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИНАХ	165
--	-----

Д. В. Веселков, И. И. Саттаров, Е. М. Борисова

СЕКЦИЯ 4. ИНОСТРАННЫЕ СТУДЕНТЫ

СОЛЯНО-КИСЛОТНАЯ ОБРАБОТКА СКВАЖИН: ПОВЫШЕНИЕ НЕФТЕОТДАЧИ И ПРОДЛЕНИЕ ЖИЗНИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ	176
---	-----

М. Б. Полозов, Д. В. Гришанович

АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ ГРУППОВАЯ ЗАМЕРНАЯ УСТАНОВКА (АГЗУ): ПРИНЦИП РАБОТЫ И ПРИМЕНЕНИЕ	184
---	-----

Г. З. Алиева, Е. А. Кучерова

ЗАКАНЧИВАНИЕ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИИ КЕНКИЯК-ПОДСОЛЕВОЙ	190
---	-----

А. К.Кадиралиев, А. F.Себепова, Б. Э. Шэки, А. Ш.Карасаев, С. И.Бердиев

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИИ КАРАЧАГАНАК.....	197
<i>Ю. Д. Ашимова, К. С. Ибрагимов, А. А. Казиев</i>	
ПОДБОР ХИМРЕАГЕНТОВ И ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ПРИСАДОК НА ЧИНАРЕВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ.....	206
<i>Г.Г. Беркалиева, А.Т Жаныбеков</i>	
ПРИМЕНЕНИЕ СОВРЕМЕННОЙ ТЕХНОЛОГИИ ДОБЫЧИ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ КАРАНЖАНБАС.....	213
<i>Т. А. Сарбаев, Т. А. Абдрахманов, Г. Е. Калешева</i>	
СОКРАЩЕНИЕ ПОТЕРЬ НЕФТИ ОТ ИСПАРЕНИЯ.....	221
<i>С. Ж. Айтжанов, К. Б. Маулетов, К. А. Ихсанов</i>	
СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ИССЛЕДОВАНИЯ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ДИЗЕЛЬНОГО И БИОДИЗЕЛЬНОГО ТОПЛИВА.....	228
<i>А. Н. Мукамбеткалиева, В. И. Кенжесова, А. Т. Еркебаев</i>	
ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОБРАБАТЫВАЮЩИХ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ДЛЯ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НА ПРИМЕРЕ ГРЕМИХИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ	237
<i>Г. В. Ломов, Р. Г. Латыпов, М. Б. Полозов, Н. Н. Тухсанов</i>	

СЕКЦИЯ 1
РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ
НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

ДОРАЗРАБОТКА ОСТАТОЧНЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ ВЫСОКООБВОДНЕННЫХ УЧАСТКОВ ЧУТЫРСКО- КИЕНГОПСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ С НЕОДНОРОДНЫМИ КОЛЛЕКТОРАМИ

М. И. Селукова, Р. А. Фархутдинов, С. Ю. Борхович

Аннотация. В статье анализируется текущее состояние месторождения нефти в Удмуртии, характеризующееся снижением объемов добычи на фоне высокой степени выработанности и обводненности, находящихся на завершающей стадии разработки. В условиях истощения наиболее продуктивных залежей возрастает проблема освоения трудноизвлекаемых запасов, сосредоточенных в неоднородных карбонатных коллекторах. Особое внимание уделяется локализации и разработке остаточных запасов нефти, заключенных в целиках – зонах, формирующихся при неравномерной выработке эксплуатационного объекта и отличающихся низкой проницаемостью. В связи с высокой выработанностью запасов и значительной обводненностью, стоит обратить внимание на необходимость применения методов доизвлечения остаточных запасов нефти способом зарезки боковых горизонтальных стволов для эффективной эксплуатации месторождений Удмуртии в условиях падающей добычи нефти.

Ключевые слова: зарезка боковых горизонтальных стволов, методы доизвлечения остаточных запасов нефти, трудноизвлекаемые запасы, целики нефти.

Одним из перспективных методов интенсификации добычи нефти и повышения полноты её извлечения из недр является разработка месторождений с применением боковых горизонтальных стволов (БГС) в ранее пробурённых эксплуатационных скважинах. Особенно актуально БГС становится для месторождений со сложной геологической структурой и на поздних этапах их разработки. Большинство нефтяных месторождений до сих пор эксплуатируется традиционными

методами вытеснения нефти, такими как заводнение, однако в результате остаётся много невыработанных пропластков и «целиков». Основная цель бурения БГС заключается в повышении нефтеотдачи путём более полного охвата пластов и включения в разработку ранее неактивных участков. Использование существующих скважин для бурения новых стволов позволяет сэкономить средства на создание основной части ствола и снизить общие производственные расходы. Благодаря этому увеличивается охват пластов, улучшается равномерность выработки запасов и, соответственно, повышается общий коэффициент нефтеотдачи.

Практика применения БГС показала наибольшую эффективность на месторождениях с непростым геологическим строением и на завершающих стадиях разработки. Неоднородные коллекторы часто содержат не востребуемые пропластки и "целики", которые трудно вовлечь в процесс традиционной добычей. При выборе системы заводнения ключевую роль играет неоднородность пласта, что в конечном итоге влияет на коэффициент нефтеотдачи. Эффективность разработки месторождений и степень охвата пластов при заводнении зависят от двух взаимосвязанных факторов: неоднородности коллектора и вязкости нефти. Среди важных показателей неоднородности выделяют коэффициенты песчанистости и расчленённости. Например, Башкирский объект отличается высокой зональной и послойной неоднородностью. Коэффициент расчленённости здесь составляет 14,7, что отражает количество пропластков-коллекторов в разрезе скважины. Коэффициент песчанистости, показывающий долю коллекторов в общем объёме эксплуатационного объекта, равен 0,48. Высокий коэффициент расчленённости при низком значении песчанистости свидетельствует о выраженной макронеоднородности пласта.

Для количественного описания неоднородности применяют вероятностно-статистические методы, которые позволяют определить основные критерии оценки продуктивных пластов. Эти методы считаются наиболее объективными, но требуют значительного массива геолого-геофизических и промысловых данных. В результате, при разработке неоднородных и расчленённых пластов возникают проблемы с охватом заводнением, что приводит к низкой вовлечён-

ности трудноизвлекаемых запасов. Это вызывает неравномерную выработку: высокопроницаемые пропластки быстро обводняются, а в низкопроницаемых зонах значительные объёмы нефти остаются невыработанными. Применение БГС помогает значительно увеличить технологические и экономические показатели разработки, повысив темпы нефтедобычи и увеличив нефтеотдачу.

На основе карты остаточных запасов (рис.1) и критериев для за- резки БГС на Кienгопском месторождении ПАО «Удмуртнефть» были выбраны три скважины-кандидата: № 715, 723 и 354, которые имеют высокий уровень обводненности (до 97 %) и находятся вбли- зи значительных остатков подвижных запасов нефти, что позволяет выбрать оптимальное направление для горизонтального участка, обеспечивающее максимальную концентрацию оставшихся запасов, делая их перспективными объектами для проведения данной техно- логии.

На (рис. 2) представлено распределение добычи жидкости и за- качки воды по разрезу по всем имеющимся данным ГИС по ОПП. Основными работающими пластами являются А4-2, А4-3, А4-4, А4-6, они же и наиболее промыты и выработаны, следовательно у сква- жин-кандидатов остаются незадействованные целики нефти, что по- зволяет довыработать остаточные запасы.

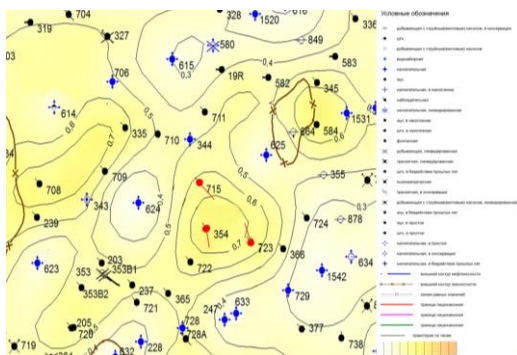


Рис.1. Карта плотности остаточных запасов в районе скважин 715, 723, 3

Таким образом, Внедрение боковых горизонтальных стволов на башкирском объекте Киенгопского месторождения на скважинах 715, 723 и 354 дает положительный эффект на доразработку остаточных запасов нефти и уйти от обводненности.

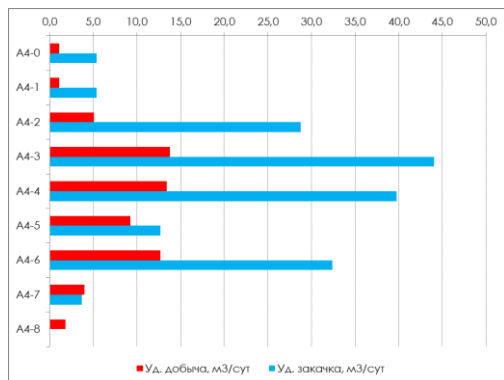


Рис. 2. Распределение удельной (на одну скважину) добычи жидкости и закачки воды по данным ГИС по ОПП. Башкирский объект Киенгопской площади

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Андреев А. Ф. и др. Оценка эффективности и рисков инновационных проектов нефтегазовой отрасли: учеб. пособие для вузов по направлениям подгот. дипломир. спец. 130500 «Нефтегазовое дело» и 130600 «Оборудование и агрегаты нефтегазового производства» рек. отрасл. УМО / А. Ф. Андреев, В. Д. Зубарева, А. С. Саркисов, РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина. – М.: Макс Пресс, 2007. – 236 с.
2. Андреев А. Ф. и др. Основы менеджмента (нефтяная и газовая промышленность): учеб. для вузов по направлениям 130500 «Нефтегазовое дело» и 130600 «Оборудование и агрегаты нефтегаз. пр-ва» рек. УМО / А. Ф. Андреев, С. Г. Лопатина, М. В. Маккавеев, Рос. гос. ун-т нефти и газа им. И. М. Губкина; под ред. А. Ф. Андреева. – Москва: Нефть и газ, 2007. – 263 с.

3. Грайфер В. И. и др. Управление разработкой нефтяных и газовых месторождений. Инновационная деятельность: учеб. пособие для вузов по направлению подгот. бакалавров и магистров 130500 «Нефтегаз. Дело» рек. УМО РФ / В. И. Грайфер, В. А. Галустянц, М. М. Виноцкий [и др.], РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина. – М.: Недра, 2008. – 298 с.

4. Желтов Ю. П. Разработка нефтяных месторождений: учебник для вузов обуч. по спец. «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» рек. МО РФ / Ю. П. Желтов. – М.: Недра, 1998. – 364 с.

5. Кудинов В. И., Савельев В. А., Богомольный Е. И., Шайхутдинов Р. Т., Тимеркаев М. М., Голубев Г. Р. Строительство горизонтальных скважин. – М.: ЗАО «Издательство «Нефтяное хозяйство», 2007. – 688 с.

6. Сборник задач по технологии и технике нефтедобычи: Учеб. пособие для вузов / И. Т. Мищенко, В. А. Сахаров, В. Г. Грон [и др.]. – М.: Недра, 1984. – 271 с.

Сведения об авторах:

М. И. Селукова, студентка 4 курса, ФГБОУ ВО «Удмуртский государственный университет», Институт нефти и газа им. М.С. Гучериева, г. Ижевск.

E-mail: selukova.m@mail.ru

Р. А. Фархутдинов, студент 4 курса, ФГБОУ ВО «Удмуртский государственный университет», Институт нефти и газа им. М.С. Гучериева, г. Ижевск.

E-mail: frustam1101@gmail.com

С. Ю. Борхович, к.т.н., доцент кафедры РЭНГМ, ФГБОУ ВО «Удмуртский государственный университет», Институт нефти и газа им. М.С. Гучериева, г. Ижевск.

E-mail: syborhovich@yandex.ru

ADDITIONAL DEVELOPMENT OF RESIDUAL OIL RESERVES IN HIGHLY WATERED AREAS OF THE CHUTYRSKO- KIENGOPSKOYE FIELD WITH HETEROGENEOUS RESERVOIRS

M. I. Selukova, R. A. Farkhutdinov, C. Y. Borkhovich

Annotation. The article analyzes the current state of oil fields in Udmurtia, characterized by a decrease in production volumes against the background of a high degree of depletion and water cut, which are at the final stage of development. In the conditions of depletion of the most productive deposits the problem of development of hard-to-recover reserves concentrated in heterogeneous carbonate reservoirs increases. Particular attention is paid to localization and development of residual oil reserves contained in pillars – zones formed during uneven depletion of a production facility and characterized by low permeability. In connection with high depletion of reserves and significant water cut, it is necessary to pay attention to the necessity of application of methods of extraction of residual oil reserves by means of sidetracking of lateral horizontal shafts for effective exploitation of Udmurtia fields in conditions of falling oil production.

Keywords: sidetracking, methods of extraction of residual oil reserves, hard-to-recover reserves, oil reservoirs.

REFERENCES

1. Andreev A. F. et al. Estimation of efficiency and risks of innovative Assessment of efficiency and risks of innovative projects of oil and gas industry: textbook for universities in the areas of training diplom. specialties. 130500 “Oil and gas business” and 130600 “Equipment and units of oil and gas production” rec. UMO / A. F. Andreev, V. D. Zubareva, A. S. Sarkisov, Gubkin Russian State University of Oil and Gas. – Moscow: Max Press, 2007. – 236 c.
2. Andreev A. F. et al. Fundamentals of management (oil and gas industry): textbook for universities in the directions 130500 “Oil and gas business” and 130600 “Equipment and units of oil and gas production”

rec. UMO / A. F. Andreev, S. G. Lopatina, M. V. Makkaveev, Gubkin Russian State University of Oil and Gas; ed. by A. F. Andreev. – Moscow: Oil and Gas, 2007. – 263 c.

3. Grayfer V. I. et al. Management of oil and gas fields development. Innovative activity: textbook for universities in the direction of training bachelors and masters 130500 “Neftegaz. Business” rec. UMO RF / V. I. Graifer, V. A. Galustyanets, M. M. Vinitsky [et al], Gubkin Russian State University of Oil and Gas. – Moscow: Nedra, 2008. – 298 c.

4. Zheltov Y. P. Development of oil fields: a textbook for universities trained in specialty “Development and exploitation of oil and gas fields” rec. Ministry of Defense of the Russian Federation / Y. P. Zheltov. – Moscow: Nedra, 1998. – 364 c.

5. Kudinov V. I., Savelyev V. A., Bogomolny E. I., Shaykhutdinov R. T., Timerkaev M. M., Golubev G. R. P. Construction of horizontal wells. – Moscow: CJSC “Publishing House ‘Oil Economy’”, 2007. – 688 c.

6. Collection of tasks on technology and engineering of oil production: Textbook for universities / I. T. Mishchenko, V. A. Sakharov, V. G. Gron [and others]. – Moscow: Nedra, 1984. – 271 c.

МЕТОД ТЕПЛОПОЛИМЕРНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ЗАЛЕЖИ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ

Г. А. Джорухян, Ю. Г. Епифанов

Аннотация. Разработка месторождений с высоковязкой нефтью с каждым годом становится более актуальной для нефтедобывающих компаний. Сложность извлечения и транспортировки трудноизвлекаемых запасов тяжёлой, высоковязкой нефти, а также повышенные расходы на переработку и очистку сырья и полученных нефтепродуктов из-за высокого содержания сернистых соединений приводят к заметному снижению их стоимости на рынке.

Для увеличения и облегчения добычи нефти с высокой вязкостью применяют различные методы воздействия на пласт. В статье рассмотрены методы теплового воздействия на залежи с высоковязкой нефтью, в частности, метод теплополимерного воздействия и его модификации.

Применение термических методов в сочетании с методами воздействия на призабойную зону пласта позволяет предприятиям нефтедобычи добиться хороших результатов по увеличению нефтеотдачи разрабатываемых месторождений [1].

Ключевые слова: высоковязкая нефть, тепловые методы, теплоноситель, эффективность.

Тепловые методы воздействия на пласт представляют собой совокупность подходов, в том числе использование паротеплового воздействия в комбинации с заводнением. Данный метод подразумевает изначальное формирование тепловой оторочки путем нагнетания пара, который впоследствии перемещается по пласту благодаря закачке воды. Внедрение паротеплового воздействия совместно с заводнением способствует улучшению технологических характеристик разработки месторождений по сравнению с непрерывным нагнетанием теплоносителя.

Эти подходы являются высокоэффективными для извлечения высоковязкой нефти и нефти с неньютоновскими свойствами. Тем не менее, существуют месторождения, в которых условия залегания и свойства нефти делают тепловые методы воздействия единственно приемлемыми для осуществления промышленной разработки.

Способ теплоциклического воздействия на нефтяной пласт (ТЦВП) создан с целью устранения отмеченных недостатков и дальнейшего совершенствования технологии теплового воздействия на залежи высоковязкой нефти. Технология ТЦВП разработана применительно к площадным схемам размещения скважин [4].

В существующих технологиях термического воздействия на пласт (ПТВ) нефть вытесняется из пласта за счет закачки теплоносителя через нагнетательные скважины и последующего отбора продукции через окружающие добывающие скважины [4].

В зависимости от схемы размещения скважин и степени неоднородности объекта разработки, формируются области активной фильтрации и «застойные зоны», не охваченные вытеснением. Объем нефти, остающейся в этих зонах, может быть значительным [4].

Циклическая закачка (с паузами) теплоносителя в пласт, как было показано ранее, повышает нефтеотдачу. Однако, при этом из-за низкой скорости продвижения теплового фронта добывающие скважины вынуждены функционировать в течение продолжительного времени в неблагоприятных «холодных» условиях [4].

Более того, из-за значительной интенсивности потерь тепла в окружающие породы необходимо использовать более плотные сетки скважин. Этот подход, в свою очередь, обуславливает неоправданно высокие капиталовложения на разработку и эксплуатацию месторождения.

Данная технология отличается от известных подходов, которые основаны на непрерывной или циклической закачке теплоносителей в пласт посредством системы нагнетательных скважин. В рамках описываемой технологии осуществляется комплексное тепловое воздействие на пласт с помощью системы как нагнетательных, так и добывающих скважин [1].

Технологии теплового воздействия на пласт, применяемые в ПАО «Удмуртнефть», включают:

- импульсно-дозированное тепловое воздействие (ИДТВ);
- импульсно-дозированное тепловое воздействие на пласт с паузами (ИДВТП(П));
- технологию теплоциклического воздействия на пласт (ТЦВП).

Суть технологии ИДТВ состоит в циклическом и поочерёдном введении в пласт теплоносителя и нагретой воды с целью формирования волнового тёплого фронта. При этом используются строго рассчитанные пропорции компонентов. Также осуществляется создание и поддержание температуры, оптимальной для данного месторождения.

Механизм импульсно-дозированного теплового воздействия (ИДТВ) отличается от известных методов паротеплового воздействия (ПТВ) и воздействия горячей водой (ВГВ) тем, что при многократном повторении циклов «нагрев-охлаждение» происходит активация процесса вытеснения нефти из порового пространства (матриц) трещиновато-пористых пластов. Это приводит к повышению коэффициента нефтеизвлечения [1].

В процессе импульсно-дозированного теплового воздействия (ИДТВ) обеспечивается существенное сокращение расхода ресурсов благодаря уменьшению объёма теплоносителя, закачиваемого в пласт. Это достигается путём прогрева пласта до «эффективной температуры», которая определяется на основе кривой зависимости вязкости нефти от температуры, а также за счет передачи тепла с призабойной зоны в пласт в период закачки холодной воды.

В процессе импульсно-дозированного теплового воздействия (ИДТВ) происходит интенсификация процессов в нефтяном пласте за счёт теплового воздействия, что способствует увеличению добычи нефти. В периоды нагнетания импульсов холодной воды установки, генерирующие тепло, применяются для других элементов воздействия.

Технология импульсно-дозированного теплового воздействия с паузами представляет собой разновидность метода ИДТВ. В процессе закачки импульсов холодной воды предусмотрены временные

интервалы остановки. Цель введения таких пауз – периодическое формирование в пласте значительных колебаний давления между системами трещин и блоков. Это необходимо для нарушения установившихся потоков флюидов и активизации разработки низкопроницаемых участков. Следовательно, технология ИДТВ (П) характеризуется наличием всех свойств, присущих ИДТВ, а также дополнительным механизмом, который позволяет повысить эффективность извлечения нефти из неоднородных коллекторов [2].

Технология теплоциклического воздействия на пласт (ТЦВП) основана на реализации единого технологического процесса, который предусматривает комплексное тепловое воздействие на пласт с использованием системы нагнетательных и добывающих скважин. Данный подход является принципиальным отличием ТЦВП от других известных технологий. Технология разработана для использования в системах площадного размещения скважин.

При проведении работ по разработке площадных элементов с закачкой вытесняющего агента в центральную скважину установлено, что степень охвата пласта вытеснением является неполной. Это приводит к тому, что остаются значительные участки невыработанных пропластков нефти.

В технологии ТЦВП специфическая конфигурация рабочих режимов нагнетательных и добывающих скважин обеспечивает практически полный тепловой и гидродинамический охват участка пласта, что способствует повышению текущей и конечной нефтеотдачи пласта.

В рамках технологии ТЦВП осуществляется закачка теплоносителя по отдельным скважинам в режимах ИДТВ или ИДТВ (П). Это обеспечивает применение описанных выше механизмов воздействия [2].

В компании ПАО «Удмуртнефть» разработаны инновационные технологии, защищённые патентами. Эти технологии основаны на полимерных и термополимерных методах воздействия на пласт и представлены в различных модификациях. Среди них:

- технология термополимерного воздействия (ТПВ) на залежи высоковязкой нефти;

– технология термополимерного воздействия с добавкой полиэлектролита (ТПВПЭ);

– технология циклического внутрислоевого полимерно-теплого воздействия (ЦВПТВ) и т. д. [3].

Технология ТПВПЭ – это метод, который сочетает в себе термополимерное воздействие на пласт и использование полиэлектролита. Она представляет собой усовершенствованный вариант технологии термополимерного воздействия (ТПВ).

Сущность технологии заключается в добавлении метацида (хим. реагент) в полимерный раствор, что снижает деструкцию полимера и улучшает проникновение в пласт [3].

Технология ТПВПЭ обладает рядом преимуществ:

– обеспечивает снижение расхода полимерного раствора на 15–20 % благодаря замедлению процесса деструкции полимеров в пласте;

– повышает эффективность процесса вытеснения за счёт увеличения интервалов приёмистости, темпов закачки раствора и охвата пласта процессом вытеснения.

Технология термополимерного воздействия (ТПВ) включает в себя процесс закачки в пласт водного раствора полиакриламида (ПАА) с концентрацией 0,05–0,1 % (в пересчёте на сухой порошок) при температуре 85–90 °С. Такая температура исключает термическую деструкцию компонентов раствора.

Нагретый раствор полиакриламида (ПАА) первоначально поступает в систему естественных трещин, присутствующих в карбонатном трещиновато-поровом коллекторе. Вследствие этого часть залежи подвергается тепловому воздействию. Это приводит к уменьшению вязкости нефти, находящейся в блоках (матрицах) трещиновато-порового пласта, а также к улучшению смачиваемости пористой среды, которая приобретает гидрофильные свойства. Данные процессы способствуют повышению подвижности пластовой нефти и улучшают эффективность её вытеснения. [4].

В процессе продвижения вглубь пласта происходит охлаждение полимерного раствора, что приводит к значительному увеличению его вязкости (до 10–15 мПа·с). Это, в свою очередь, вызывает

рост общих фильтрационных сопротивлений. В результате возрастает доля рабочего агента, которая поступает в менее проницаемые слои и блоки (матрицы).

Существенное повышение эффективности извлечения нефти достигается за счёт резкого увеличения значимости капиллярной пропитки блоков трещиноватого пласта в процессе его нагрева.

В рамках технологии термического воздействия на пласт (ТВП) механизм увеличения коэффициента извлечения нефти определяется комплексом факторов. Эти факторы способствуют снижению вязкости нефти, интенсификации капиллярной пропитки и расширению зоны охвата пласта агентом вытеснения.

Технология ТВП может быть использована для работы как с карбонатными, так и с терригенными коллекторами на всех стадиях разработки месторождения. Наиболее эффективные результаты достигаются с начала разработки месторождения [4].

Технология ТПВПЭ является дальнейшим совершенствованием технологии ТПВ. Сущность ее том, что добавление малых количеств химреагента (метацида) в полимерный раствор замедляет возможную деструкцию полимера и способствует более глубокому проникновению его в пласт.

Циклическое внутрипластовое полимерно-тепловое воздействие представляет собой модификацию и дальнейшее развитие метода комбинированного полимерного и теплового воздействия. Данная технология предполагает поочерёдное и строго дозированное закачивание в пласт теплоносителя (например, горячей воды, водяного пара и т. д.) и холодного раствора полимера в циклическом режиме.

Предварительно пласт подвергается нагреву путём закачки теплоносителя. Затем в пласт подаётся «холодный» раствор полимера, например, полиакриламида. В пласте раствор полимера нагревается, что инициирует механизм вытеснения нефти, схожий с технологией термополимерного воздействия.

Технология ТВПТВ предполагает последовательное многократное повторение циклов закачки теплоносителя и раствора полимера. Это позволяет обеспечить более полный охват пласта рабочими агентами, более эффективное извлечение запасов нефти, а также

снизить расход тепловой энергии и основного химического реагента – полиакриламида [4].

Сложность извлечения и транспортировки трудноизвлекаемых запасов тяжёлой, высоковязкой нефти, а также повышенные расходы на переработку и очистку сырья и полученных нефтепродуктов из-за высокого содержания сернистых соединений приводят к заметному снижению их стоимости на рынке.

Согласно имеющимся оценкам, объём трудноизвлекаемых запасов тяжёлой, высоковязкой нефти более чем в два раза превышает объёмы традиционных запасов нефти. При этом коэффициент извлечения нефти из месторождений с тяжёлой нефтью варьируется в диапазоне от 5 до 30 %.

Несмотря на это, в некоторых регионах добыча тяжёлой, высоковязкой нефти становится всё более актуальной. В связи с этим значительное внимание уделяется разработке методов повышения нефтеотдачи трудноизвлекаемых запасов [4]. Применение термических методов в сочетании с методами воздействия на призабойную зону пласта позволяет предприятиям нефтедобычи добиться хороших результатов по увеличению нефтеотдачи разрабатываемых месторождений [1].

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Кудинов В. И., Сучков Б. М. Интенсификация добычи вязкой нефти из карбонатных коллекторов. – Самара: Книжное издательство, 1996. – 437 с.

Кудинов В. И., Желтов Ю. В., Ахапкин М. Ю., Малофеев Г. Е., Епишин В.Д. РМНТК «Нефтеотдача» – «Научное обоснование и промышленное внедрение модификаций полимерного воздействия на сложнопостроенных месторождениях Удмуртии».

2. Технологическая схема разработки Мишкинского месторождения нефти.

3. Богомольный Е. И. Интенсификация добычи высоковязких парафинистых нефтей из карбонатных коллекторов месторождений Удмуртии. – Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2003. – 270 с.

4. Яковлев А. Л., Самойлов А. С., Мустафа Фарида, Ибегбуле Сандра Озиомачукву. Мероприятия по интенсификации добычи нефти на Мишкинском нефтяном месторождении // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2017. – № 1. – С. 111–127.

5. Березовский Д. А., Кусов Г. В., Шахмеликьян М.Г., Кумбе Эдсон Леонел Виторину. Анализ технологий теплового воздействия на пласты высоковязких нефтей месторождения Узень // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2017. – № 3. – С. 100–123.

Сведения об авторах:

Г. А. Джорухян, студент 2 курса, магистратуры, Институт нефти и газа имени М.С. Гучериева ФГБОУ ВО «УдГУ», 426034, Россия, г. Ижевск, ул. Университетская, 1, корп. 7.

E-mail: dzhoruhyan@mail.ru

Ю. Г. Епифанов, доцент кафедры РЭНГМ, Институт нефти и газа имени М.С. Гучериева ФГБОУ ВО «УдГУ», 426034, Россия, г. Ижевск, ул. Университетская, 1, корп. 7

E-mail: epifanov_urgen@mail.ru

THE METHOD OF THERMAL POLYMER ACTION ON DEPOSITS OF HIGH-VISCOSITY OIL

G. A. Dzhoruhyan, Y. G. Epifanov

Annotation. The development of deposits with high-viscosity oil is becoming more and more relevant for oil producing companies every year. The complexity of extracting and transporting hard-to-recover reserves of heavy, high-viscosity oil, as well as increased costs for processing and refining raw materials and obtained petroleum products due to the high content of sulfur compounds lead to a noticeable decrease in their cost on the market.

To increase and facilitate the extraction of high-viscosity oil, various methods of influencing the formation are used. The article examines methods of thermal impact on deposits with high-viscosity oil, in particular, the method of thermal polymer impact and its modifications.

The usage of the thermal methods in combination with methods of influencing the bottom hole formation zone allows oil production companies to achieve good results in increasing oil recovery from developed fields.

Keywords: high-viscosity oil, thermal methods, coolant, efficiency.

REFERENCES

1. Kudinov V. I., Suchkov B. M. Intensification of viscous oil production from carbonate reservoirs. Samara: Book Publishing House, 1996, 437p. (In Russ).
2. Kudinov V. I., Zheltov Yu. V., Akhapiin M. Yu., Malofeev G.E., Epishin V.D. RMNTC "Nefteotdacha" – "Scientific substantiation and industrial implementation of polymer impact modifications in complex deposits of Udmurtia".
3. Technological scheme for the development of the Mishkinskoye oil field.
4. Bogomolny E. I. Intensification of production of high-viscosity paraffinic oils from carbonate reservoirs of Udmurtia deposits. Moscow–Izhevsk: Institute of Computer Research, 2003. 270 p. (In Russ).
5. Yakovlev A. L., Samoilov A. S., Mustafa Farida, Ibegbule Sandra Oziomachukwu. Measures to intensify oil production at the Mishkinskoye oil field // Scientific Journal SCIENCE. technic. TECHNOLOGIES (Polytechnic Bulletin). Krasnodar: Publishing House – Yug LLC, 2017, No. 1, pp. 111–127 (In Russ).
6. Berezovsky D. A., Kusov G. V., Shakhmelikyan M.G., Kumbe Edson Leonel Vitorin. Analysis of technologies of thermal impact on the layers of high-viscosity oils of the Uzen deposit // Scientific journal SCIENCE. technic. TECHNOLOGIES (Polytechnic Bulletin). Krasnodar: Publishing House – Yug, LLC, 2017, No. 3, pp. 100-123 (In Russ).

МЕХАНИЗМ СОЛЯНО-КИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ (СКО). ОСОБЕННОСТИ СКО

С. М. Гуджеджиани, Ю. Г. Епифанов

Аннотация. Наиболее распространенным видом интенсификации призабойной зоны скважины в карбонатном коллекторе является соляно-кислотная обработка ввиду относительной простоты технологии и финансовой доступности [6]. Соляно-кислотная обработка (СКО) входит в число ключевых методов интенсификации добычи нефти и газа, направленных на повышение проницаемости призабойной зоны пласта. В настоящее время СКО имеет огромное распространение в Западной Сибири, а также в России и во всём мире. Многочисленный опыт работ подчёркивает эффективность данных кислотных составов и их широкое применение [1].

Соляно-кислотная обработка – это метод, который применяется на нефтяных и нагнетательных скважинах для очистки забоев, призабойной зоны и НКТ от солевых, парафинисто-смолистых отложений и продуктов коррозии, а также для увеличения проницаемости пород. В статье рассматриваются механизм и особенности проведения СКО, включая выбор реагентов, технологические аспекты и их влияние на коллекторские свойства горных пород [2; 6].

Ключевые слова: соляно-кислотная обработка (СКО), интенсификация добычи, призабойная зона пласта, нефтедобыча, концентрация, кислота, оборудование.

Соляно-кислотная обработка имеет разнообразные технологические схемы реализации, зависящие от горно-геологических параметров пласта и конкретных целей воздействия. Различия технологических схем определяют концентрация, рецептура кислотного состава, объем нагнетания раствора, а также давление и температура, создаваемые во время проведения обработки с помощью различных технических средств [2; 6].

Различают несколько разновидностей соляно-кислотной обработки:

Кислотные ванны. Предназначены для очистки поверхности открытого забоя и стенок скважины от цементной и глинистой корок, смолистых веществ, продуктов коррозии, кальциевых отложений от пластовых вод и освобождения прихваченного пробкой подземного оборудования. Рекомендуемая концентрация соляной кислоты составляет 15–20%.

Процесс проведения кислотной ванны:

- Объём рабочего раствора должен быть не больше объёма ствола (колонны) в заданном интервале.
- Раствор закачивают до забоя, не продавливая в пласт.
- Раствор кислоты выдерживают в интервале обработки 16–24 часа.
- Затем отреагировавшую кислоту вместе с продуктами реакции удаляют из скважины обратной промывкой. В качестве промывочной жидкости используют воду.

Кислотные ванны в основном устанавливают в скважинах, в которых продуктивный пласт не закреплён обсадной колонной, то есть в скважинах с открытым стволом. [3]

Простая соляно-кислотная обработка (ПСКО). Соляная кислота растворяет карбонатные породы и образует сеть каналов в призабойной зоне пласта, тем самым увеличивая проницаемость призабойной зоны пласта (ПЗП), что приводит к увеличению продуктивности скважины и в конечном итоге к увеличению притока жидкости в скважину. [7]

Процесс проведения простой соляно-кислотной обработки:

Сначала промывают забой с целью предварительной очистки. Затем проводят кислотную ванну для удаления глинистой корки, после чего забой снова промывают. Далее закачивают в пласт запланированный объем кислоты. После выдержки требуемой продолжительности для реакции кислоты с породой осваивают скважину. [3]

При проведении простой соляно-кислотной обработки выбор концентрации соляной кислоты HCl зависит от нескольких факторов:

- минерального состава породы;

- степени загрязнения призабойной зоны пласта (ПЗП);
- температуры пласта;
- риска коррозии оборудования.

Кислотная обработка под давлением. Применяется с целью продавки кислоты в малопроницаемые интервалы продуктивного пласта. Проводится с применением пакера.

СКО под давлением обычно является третьей операцией после ванн и простых СКО. Сначала на скважине проводятся подготовительные мероприятия: удаление забойных пробок, парафиновых отложений, изоляция обводнившихся прослоев или создание на забое столба тяжелой жидкости в пределах обводнившегося низа скважины. Обычно перед проведением СКО под давлением продуктивный пласт изучается для выявления местоположения поглощающих прослоев и их толщины. Для предохранения обсадной колонны от высокого давления у кровли пласта на НКТ устанавливают пакер с якорем. Для изоляции или для снижения поглотительной способности высокопроницаемых прослоев в пласт нагнетают эмульсию. Время выдержки раствора для полной нейтрализации такое же, как и при простых СКО. После выдержки пакер с якорем и НКТ извлекаются, и скважина пускается в эксплуатацию. [3]

Пенокислотные обработки. Применяются при значительной толщине пласта и низких пластовых давлениях. В призабойную зону скважины вводят аэрированный раствор кислоты и ПАВ в виде пены.

Применение кислотных пен имеет следующие преимущества перед обычной кислотной обработкой:

- 1) замедляется растворение карбонатного материала в кислотной пене, что способствует более глубокому проникновению активной кислоты в пласт;
- 2) малая плотность кислотных пен ($400\text{--}800 \text{ кг/м}^3$) и их повышенная вязкость позволяют существенно увеличить охват воздействием кислоты всей вскрытой продуктивной мощности пласта;
- 3) улучшаются условия очистки призабойной зоны пласта от продуктов реакции: присутствие поверхностно-активных веществ сни-

жает поверхностное натяжение как активной, так и отреагировавшей кислоты на границе с нефтью, а наличие сжатого воздуха в отреагировавшем растворе, расширяющегося во много раз при освоении скважин (при снижении забойного давления), улучшает условия и качество освоения.

Поверхностное оборудование для закачки в скважину кислотных пен состоит из кислотного агрегата, передвижного компрессора и смесителя-аэратора. В аэраторе происходят перемешивание раствора кислоты с воздухом и образование пены. [4]

Термохимические обработки. Обработки скважин горячей соляной кислотой, с магнием в специальном наконечнике, спущенном на НКТ в пределы интервала, намеченного под обработку. Применяют для очистки призабойной зоны от асфальто-смолистых, парафиновых и других материалов.

Термокислотной обработкой принято называть комбинированный процесс, первым этапом которого является термохимическая обработка, а вторым – обычная кислотная обработка или кислотная обработка под давлением.

Совмещенное действие двух факторов – высокой температуры и активности кислоты – позволяет эффективно применять эти процессы на следующих объектах: в скважинах, снизивших производительность за счет отложений парафиновых или асфальто-смолистых веществ на забое и в прифильтровой зоне; с целью удаления этих отложений в скважинах с низкими коллекторскими свойствами пород пласта; с целью формирования максимального количества каналов растворения в заданном интервале, особенно в доломитах и сильно доломитизированных породах; в скважинах, вышедших из бурения, с целью более интенсивного растворения материалов, загрязняющих фильтрующую поверхность забоя; в нагнетательных скважинах для очистки поверхности фильтрации от продуктов коррозии и других загрязняющих материалов, трудно растворимых в холодной соляной кислоте.

Механизм: реакционный наконечник, в который на поверхности загружается магний, на насосно-компрессорных трубах спуска-

ется в скважину в интервал, выбранный для обработки. По насосно-компрессорным трубам через наконечник прокачивается 15 %-ная соляная кислота в объеме от 70 до 100 л на загруженный магний массой 1 кг. Скорость прокачки подбирается таким образом, чтобы за весь процесс в наконечнике расходовалась активность кислоты на реакцию с магнием равномерно тому, чтобы достичь одинакового нагрева и одинаковой остаточной кислотности всего объема кислоты, запланированного на реакцию с магнием. [4]

Гипано-кислотная обработка (ГКО) предназначена для повышения эффективности обработки скважин с целью изоляции вод и повышения нефтеотдачи пластов.

Сущность ГКО заключается в селективной изоляции водопроводящих каналов с последующим соляно-кислотным воздействием на поровую нефтенасыщенную часть коллектора.

Технология ГКО заключается в последовательной закачке расчётного количества реагентов:

1. В скважину закачивается оторочка 18–32 %-ного раствора хлорида кальция.

2. Затем – оторочка 10–17 %-ного водного раствора полимера (гипана или гивпана).

3. Хлорид кальция и раствор полимера прокачиваются в высокопроницаемые участки, смешиваются там с образованием гелеобразной массы, которая «сшивает» отдельные матрицы поровой структуры.

4. В скважину закачивается оторочка 12–15 %-ного раствора соляной кислоты с последующей про-давкой её пресной водой в объёме 1–1,5 м³ в низкопроницаемую поровую часть.

5. После 16–30 часов выдержки для завершения реакций гелеобразования и взаимодействия карбонатной породы с соляной кислотой скважина промывается, осваивается и затем возобновляется процесс её эксплуатации.

Проведение ГКО эффективно при обводнённости добываемой продукции 47–99 %. Технология осуществляется в тёплое время

года (май – октябрь) в связи с высокой вязкостью полимера (при минус 5–10 °С теряет текучесть).

Анализ разработки месторождения N, на котором провели работы по обработке добывающих скважин, в ходе которых осуществлено 237 операций обработки кислотами, показал, что эффективность мероприятий составила 42 %, а средний прирост в сутки составил 2,7 тонны нефти. Говоря о средних параметрах, нужно сказать, что удельная добыча по всем объектам данного месторождения составила в 2017 году 426,6 тонн нефти на эксплуатацию одной скважины.

Соляно-кислотная обработка остается одним из наиболее эффективных и экономически выгодных методов интенсификации добычи нефти и газа, особенно в карбонатных коллекторах.

Перспективы развития технологии СКО связаны с разработкой новых модифицированных кислотных систем (гелеобразных, эмульсионных), а также с комбинированием метода с другими способами интенсификации, такими как гидроразрыв пласта и термохимические обработки.

Таким образом, при грамотном проектировании и учете всех технологических нюансов соляно-кислотная обработка продолжает оставаться надежным и востребованным инструментом в практике увеличения нефтеотдачи, способным обеспечивать стабильный прирост добычи на месторождениях с карбонатными и смешанными типами коллекторов. [5]

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Выпускная квалификационная работа бакалавра на тему Обоснование методов соляно-кислотной обработки призабойной зоны пласта в различных геологических условиях на нефтяных месторождениях Западной Сибири // Томский политехнический университет, В.Ю. Шавидзе, 2023. – С. 13–14.

2. Соляно-кислотные обработки скважин // Техническая библиотека “Neftegaz.ru”, 07.06.2012.

3. Принципы проведения кислотных обработок добывающих скважин // «Научно-практический электронный журнал Аллея Науки». – 2024. № 1 (88).– С. 2–4.

4. Реферат на тему Кислотная обработка скважин // Альметьевский государственный нефтяной институт, 15.05.2015. – 8–14 с.

5. О перспективе применения солянокислотных обработок скважин на поздней стадии разработки // ФГБОУ ВПО УГНТУ, НГДУ «Туймазанефть», 2012, том 10, № 2 – 22–23 с.

6. Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук на тему Оценка эффективности мероприятий по интенсификации добычи нефти при соляно-кислотной обработке // Ухтинский государственный технический университет, Иконникова Людмила Никовна, 2013. – 7 с.

7. Анализ эффективности традиционно применяемых солянокислотных методов интенсификации добычи нефти // Уфимский государственный нефтяной технический университет, Лысенков И. Е., Лысенков А.В., 2021. – С. 2–3.

Сведения об авторах:

С. М. Гуджеджиани, студент 3 курса, Институт нефти и газа имени М.С. Гусериева ФГБОУ ВО «УдГУ», 426034, Россия, г. Ижевск, ул. Университетская, 1, корп. 7.

E-mail: gudzhedzhiani1512@gmail.com

Ю. Г. Епифанов, доцент кафедры РЭНГМ, Институт нефти и газа имени М.С. Гусериева ФГБОУ ВО «УдГУ», 426034, Россия, г. Ижевск, ул. Университетская, 1, корп. 7.

E-mail: epifanov_urgen@mail.ru

MECHANISM OF HYDROCHLORIC ACID TREATMENT (HAT). FEATURES OF HCT

S. M. Gudzhedzhiani, Y. G. Epifanov

Annotation. The most common type of intensification of the wellbore zone in a carbonate reservoir is hydrochloric acid treatment due to the relative simplicity of the technology and financial accessibility [6]. Hydrochloric acid treatment (HAT) is one of the key methods of intensifying oil and gas production, aimed at increasing the permeability of the bottomhole formation zone. At present, HAT is widely used in Western Siberia, as well as in Russia and around the world. Numerous work experiences emphasize the effectiveness of these acidic compositions and their wide application [1].

Hydrochloric acid treatment is a method used in oil and injection wells to clean the bottomhole, near-wellbore zone and tubing from salt, paraffin-resin deposits and corrosion products, as well as to increase the permeability of rocks. The article discusses the mechanism and features of HAT, including the choice of reagents, technological aspects and the impact on the reservoir properties of rocks [2, 6].

Keywords: hydrochloric acid treatment (HAT), production intensification, bottomhole formation zone, oil production, concentration, inhibited acid, equipment.

REFERENCES

1. Shavidze V. Yu., Tomsk Polytechnic University, Bachelor's graduate qualification work, [Justification of methods of hydrochloric acid treatment of bottomhole formation zone in different geological conditions at oil fields of Western Siberia]. 2023, 13-14 p. (In Russ).
2. Technical Library "Neftegaz.ru", [Hydrochloric acid treatment of wells]. 07.06.2012. (In Russ).
3. "Scientific and practical electronic journal Alley of Science" No.1 (88) 2024, [Principles of acid treatments of producing wells]. 2024, 2-3 p. (In Russ).

4. Almet'yevsk State Oil Institute, Abstract, [Acid treatment of wells]. 15.05.2015, 8-14 p. (In Russ).

5. FGBOU VPO UGNTU, NGDU "Tuimazaneft", 2012, Vol. 10, No. 2 [On the prospects of application of hydrochloric acid treatment of wells at the late stage of development]. 2012, 22-23 p. (In Russ).

6. Ikonnikova Lyudmila Nikovna, Ukhta State Technical University, Author's abstract of the dissertation for the degree of Candidate of Technical Sciences, [Evaluation of the effectiveness of measures to intensify oil production at hydrochloric acid treatment]. 2013, 7 p. (In Russ).

7. Lysenkov I. E., Lysenkov A. V., Ufa State Petroleum Technical University, [Analysis of the effectiveness of traditionally used hydrochloric acid methods of oil production intensification]. 2021. P. 2–3. (In Russ).

АНАЛИЗ ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ МАГНИТОГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ПРИВОДОВ В НЕФТЕГАЗОВОМ ДЕЛЕ

Е. А. Кучерова, Е. М. Ерусланов

Аннотация. Статья посвящена анализу возможности применения магнитогидродинимических (МГД) приводов в нефтегазовой отрасли. Рассмотрены принципы работы МГД-приводов, основанные на воздействии силы Лоренца, их основные компоненты и типы (линейные, циркуляционные, импульсные, комбинированные). Подробно описаны преимущества технологии, включая бесконтактную передачу энергии, высокий КПД, устойчивость к агрессивным средам и минимизацию вибраций. Особое внимание уделено недостаткам, таким как высокие энергозатраты, сложность интеграции в существующую инфраструктуру и ограниченная рабочая среда. Проведённый анализ позволяет сделать вывод о перспективности МГД-приводов для автоматизированных систем добычи и транспортировки углеводородов, несмотря на текущие технологические и экономические барьеры.

Ключевые слова: МГД-приводы, магнитогиродинамика, нефтегазовая отрасль, бесконтактные технологии, сила Лоренца, энергоэффективность, автоматизация добычи, экологическая безопасность, проводящие жидкости, инновационные приводы.

Современные технологии в нефтегазовой промышленности требуют эффективных, надежных и экологически безопасных решений для обеспечения добычи, транспортировки и переработки углеводородов. В связи с этим особое внимание уделяется новым типам приводов, которые могли бы заменить или дополнить традиционные механические системы. Одним из таких перспективных направлений являются магнитогидродинимические (МГД) приводы.

МГД-приводы представляют собой устройства, использующие электромагнитные силы для управления движением проводящей жидкости или газа. Они основаны на принципе воздействия силы Лоренца, возникающей при взаимодействии магнитного поля и электрического тока в проводящей среде. Это позволяет создавать движение рабочей среды без использования подвижных механических частей, что снижает износ оборудования и повышает его надежность.

В нефтегазовой сфере МГД-приводы могут найти применение в насосах, транспортных системах для перекачки нефти и газа, а также в автономных буровых установках. Их бесконтактная работа и способность функционировать в агрессивных средах делают их привлекательными для использования в сложных эксплуатационных условиях. Однако, несмотря на их потенциал, внедрение МГД-приводов в нефтегазовую отрасль сталкивается с рядом технических и экономических трудностей.

В данной статье рассматриваются принципы работы МГД-приводов, их разновидности, а также преимущества и недостатки их применения в нефтегазовой сфере. Анализ этих факторов позволит оценить возможность и целесообразность внедрения данной технологии в отрасль.

Магнитогидродинамический (МГД) привод основан на принципе взаимодействия электромагнитного поля с проводящей жидкостью (или газом), которое создает направленное движение потока без использования механических частей, таких как ротор, подшипники и шестерни.

Этот принцип основан на действии Лоренцевой силы (1), которая возникает при взаимодействии электрического тока с магнитным полем. Данная сила вызывает движение заряженных частиц в проводящей жидкости, создавая поток, который можно использовать для привода рабочих органов насосов.

Лоренцева сила определяется следующим уравнением:

$$F=q(E+v \times B) \quad (1)$$

где: F – сила, действующая на заряд q , E – электрическое поле, v – скорость движения заряда, B – магнитное поле.

Если среда содержит множество заряженных частиц, то возникает суммарная сила, действующая на всю жидкость, что приводит к ее движению.

Основные компоненты МГД привода представлены на рис. 1

1) Источник электрического тока – обеспечивает подачу электрической энергии в систему.

2) Магнитная система – создает магнитное поле, действующее на рабочую среду.

3) Рабочая среда – проводящий материал (жидкий металл, плазма, ионизированный газ), который приводит в движение систему.

4) Каналы и сопла – направляют поток рабочей среды для формирования полезного движения.

5) Система управления – регулирует параметры электрического тока и магнитного поля для обеспечения стабильной работы привода.

МГД-привод работает по следующему принципу:

1) Создание магнитного поля: Сильное магнитное поле создается постоянными магнитами или электромагнитами, расположенными вокруг рабочей камеры, где циркулирует жидкий металл или другой проводящий флюид.

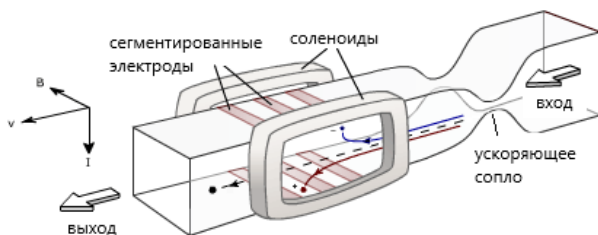


Рис. 1. Схема МГД привода

2) Генерация электрического тока в рабочей жидкости: Электроды, установленные на стенках рабочей камеры, подают электрический ток на жидкость. Из-за проводящих свойств рабочей жидкости ток начинает протекать через нее, создавая электрическое поле.

3) Действие Лоренцевой силы: Взаимодействие электрического тока с магнитным полем приводит к возникновению Лоренцевой силы, направленной перпендикулярно вектору электрического тока и магнитного поля. Эта сила вызывает движение рабочей жидкости в строго заданном направлении.

4) Преобразование движения жидкости в механическую энергию: Движущаяся жидкость передает энергию на механический привод, например, на вал центробежного насоса УЭЦН. Таким образом, жидкость выполняет ту же роль, что и ротор в традиционном электродвигателе.

5) Замкнутая циркуляция рабочей жидкости: После прохождения через рабочую зону жидкость возвращается в исходное положение, проходя через охлаждающие системы (если необходимо) и снова готовясь к повторному циклу работы.

Таблица 1

Основные типы МГД приводов

Тип МГД привода	Преимущества	Недостатки
Линейные	Высокая эффективность, отсутствие механических частей	Ограниченная мощность, сложность управления
Циркуляционные	Высокая стабильность работы, хорошая управляемость	Высокая энергозатратность
Импульсные	Высокая скорость реакции, малые габариты	Ограниченный ресурс работы
Комбинированные	Гибкость в эксплуатации, высокая надежность	Сложность конструкции, высокая стоимость

Несмотря на перспективность МГД-приводов, их применение в нефтегазовой отрасли сопряжено с рядом ограничений и сложностей:

- Ограниченные диапазоны рабочих температур – некоторые типы МГД-приводов могут не выдерживать экстремально низких или высоких температур, характерных для нефтегазовой отрасли,

особенно при работе в условиях вечной мерзлоты или глубоководной добычи.

- Сложность интеграции в существующую инфраструктуру – традиционные механические приводы имеют отработанные схемы внедрения, в то время как МГД-приводы требуют существенных изменений в инфраструктуре, что влечет дополнительные расходы и необходимость переобучения персонала.

- Энергопотребление – для работы МГД-приводов необходимы мощные источники электрической энергии, что может быть затруднительно при добыче в удаленных районах, где энергетические ресурсы ограничены.

- Ограничения по рабочей среде – для эффективной работы требуется электропроводящая среда (например, ионизированные газы или специальные жидкости), что может накладывать дополнительные требования на эксплуатацию и обслуживание системы.

- Высокие требования к магнитным системам – обеспечение сильного и стабильного магнитного поля требует использования мощных электромагнитов или постоянных магнитов, что увеличивает габариты установки и ее стоимость.

- Недостаточная отработанность технологии – по сравнению с традиционными механическими приводами, МГД-приводы еще не достигли необходимой степени надежности для массового применения в нефтегазовой сфере.

- Несмотря на перечисленные недостатки, МГД-приводы обладают рядом преимуществ, делающих их перспективными для применения в нефтегазовой отрасли:

- Бесконтактная передача энергии – отсутствие механических соединений уменьшает износ и снижает потребность в регулярном техническом обслуживании.

- Высокая эффективность преобразования энергии – МГД-приводы обладают высоким КПД за счет отсутствия движущихся механических частей, что минимизирует потери энергии.

- Устойчивость к агрессивным условиям – такие приводы могут работать в средах с высокой температурой, давлением и химической активностью, что делает их особенно полезными для подводных и высокотемпературных нефтегазовых процессов.

- Компактность и снижение веса – по сравнению с традиционными механическими системами, МГД-приводы могут быть легче и занимать меньше пространства.

- Высокая точность управления – электрическое управление позволяет оперативно изменять параметры движения рабочей среды, обеспечивая высокую точность и оперативность регулирования.

- Минимальные вибрации и шум – отсутствие механических движущихся частей делает МГД-приводы практически бесшумными и уменьшает вибрационные нагрузки на конструкции, что особенно важно для глубоководного бурения.

- Возможность работы в безмасляной среде – отсутствие необходимости в смазке снижает риски загрязнения окружающей среды при утечках, что актуально для экологии нефтегазового сектора.

- Перспективность для автоматизированных и автономных систем – благодаря своей надежности и простоте в управлении, такие приводы могут широко применяться в роботизированных комплексах и автономных системах добычи нефти и газа.

МГД приводы представляют собой перспективную технологию, обладающую рядом преимуществ перед традиционными механическими системами. Однако их применение в нефтегазовой сфере ограничивается высокими требованиями к материалам, сложностью интеграции и энергетическими затратами. Развитие технологий в области материаловедения и электроники может способствовать расширению их использования в будущем.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Куликовский А. Г. Магнитная гидродинамика. – М. Логос. – 2011.
2. Johnson L., Magnetohydrodynamics and its Industrial Applications. – Springer, 2018.

Сведения об авторах:

Е. А. Кучерова, кандидат технических наук, доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Институт нефти и газа имени М. С. Гудериева ФГБОУ ВО «УдГУ», 426034, Россия, г. Ижевск, ул. Университетская, 1, корп. 7.

E-mail: mamaky19@yandex.ru

М. В. Ерусланов., студент 4 курса, Институт нефти и газа имени М. С. Гудериева ФГБОУ ВО «УдГУ», 426034, Россия, г. Ижевск, ул. Университетская, 1, корп. 7.

E-mail: eryslanov.maksimka14@gmail.com.

ANALYSIS OF THE POSSIBILITY OF USING MAGNETOHYDRODYNAMIC DRIVES IN THE OIL AND GAS INDUSTRY

E. A. Kucherova, E. M. Yeryslanov

Annotation. The article analyzes the potential application of magnetohydrodynamic (MHD) drives in the oil and gas industry. The working principles of MHD drives, based on the Lorentz force effect, their key components, and types (linear, circulating, pulsed, and combined) are examined. The advantages of the technology are detailed, including contactless energy transfer, high efficiency, resilience in harsh environments, and minimized vibrations. Special attention is given to drawbacks such as high energy consumption, integration challenges with existing infrastructure, and limited working fluid compatibility. The analysis concludes that MHD drives hold promise for automated hydrocarbon extraction and transportation systems, despite current technological and economic barriers.

Keywords: MHD drives, magnetohydrodynamics, oil and gas industry, contactless technology, Lorentz force, energy efficiency, extraction automation, environmental safety, conductive fluids, innovative drives.

REFERENCES

1. Kulikovskiy A. G. Magnetic hydrodynamics M. Logos 2011
2. Johnson L., Magnetohydrodynamics and its Industrial Applications. – Springer, 2018.

МЕТОД ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ НА МОДЕЛЬНОМ МЕСТО- РОЖДЕНИИ С ПОМОЩЬЮ ГРП С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ СШИТЫХ ПОЛИМЕРНЫХ СИСТЕМ

Н. С. Ившин, Е. А. Кучерова

Аннотация. В статье рассматриваются методы интенсификации добычи углеводородов на модельном месторождении. Проанализированы геологические особенности месторождения, текущее состояние разработки и применяемые методы воздействия на пласт. Представлена оценка эффективности геолого-технических мероприятий (ГТМ). Сформулированы рекомендации по повышению эффективности добычи нефти на месторождениях со сложным геологическим строением.

Ключевые слова: интенсификация добычи, гидроразрыв пласта, сшитые полимерные системы, карбонатные коллекторы, обводненность, геолого-технические мероприятия.

В современных условиях разработки нефтяных месторождений Удмуртии проблема интенсификации добычи углеводородов приобретает особую значимость. Более 50 % запасов сосредоточено в карбонатных породах порового и порово-трещинного типа, при этом около 70% запасов относится к категории трудноизвлекаемых из-за высокой вязкости нефти, низкой проницаемости пластов и их неоднородности. Большинство месторождений находится в стадии естественного снижения добычи с высокой степенью выработки (свыше 44,3%) и обводненностью продукции (до 85 %). В связи с этим разработка и внедрение эффективных методов интенсификации добычи становится ключевым фактором поддержания рентабельного уровня добычи на месторождениях региона. [1]

Нефтяные залежи Удмуртии характеризуются сложным геологическим строением с низкопроницаемыми и малопористыми кол-

ллекторами. Продуктивные пласты отличаются многослойностью и выраженной неоднородностью как по вертикали, так и по площади, представленные преимущественно тонкими слабопроницаемыми пропластками. Для рассматриваемого модельного месторождения характерны следующие особенности:

1. Геологические особенности месторождения:

Продуктивные пласты представлены преимущественно карбонатными породами порового и порово-трещинного типа. Глубина залегания нефтеносных горизонтов варьируется от 800 до 2300 метров при незначительной толщине нефтенасыщенных пластов (1–10 метров).

Основные продуктивные горизонты:

- Верейский объект – пласты с толщиной от 2,0 до 4,3 м.
- Визейский объект – пласты С-II-V с суммарной толщиной до 35,2 м.
- Турнейский объект – пласты C1t-II-V с толщиной до 78,9 м.

2. Текущее состояние разработки

Месторождение находится в стадии падающей добычи с обводненностью 89,1 %. Проектные уровни добычи нефти не достигнуты, что обусловлено:

- Отсутствием планируемого внедрения ОРД.
- Недостаточным охватом объектов разработкой.
- Недостаточно эффективной системой ППД.

3. Применяемые методы интенсификации

На месторождении реализуется комплекс геолого-технических мероприятий (ГТМ):

- Кислотные обработки скважин.
- Дострелы и перестрелы пластов.
- Выравнивание профиля приемистости.
- РИР по ограничению водопритока.
- ГРП и КГРП.
- Оптимизация режимов работы скважин.

4. Анализ эффективности ГТМ:

За период 2018-2024 гг. выполнено 43 ГТМ в 16 скважинах. Средняя дополнительная добыча нефти на один ГТМ составила 0,74 тыс. т. Наибольшей эффективностью характеризуются РИР с последующим перестрелом – 1,1 тыс. т на ГТМ.

Наибольший прирост добычи получен на Визейском объекте – 18,2 тыс. т дополнительной нефти. На Турнейском объекте эффективность ГТМ составила 817 т дополнительной добычи.

5. Предлагаемая технология

Гидроразрыв пласта (ГРП) с применением сшитых полимерных систем (СПС) – это усовершенствованный метод интенсификации добычи, сочетающий классический гидроразрыв с избирательной изоляцией обводненных зон. Технология основана на закачке в пласт гелеобразующего состава на основе полиакриламида (ПАА), который под действием сшивающих агентов (например, хрома III) формирует прочные полимерные барьеры в высокопроницаемых промытых пропластках. Это позволяет перенаправить поток флюидов в менее дренированные участки пласта, увеличивая охват разработки и снижая обводненность. [2]

6. Принцип работы

- Подготовка скважины
- Проводится диагностика пласта (ГИС, термометрия, расходометрия) для определения интервалов с высокой обводненностью.
- Выбираются целевые зоны для ГРП.
- Закачка полимерного состава.
- В пласт закачивается раствор ПАА (концентрация 0,5–1,5 %) с добавлением сшивающего агента (например, ацетата хрома).
- Состав проникает в высокопроницаемые зоны и через 4–12 часов формирует гель, блокирующий водоприток.
- Проведение гидроразрыва.
- После изоляции обводненных зон выполняется стандартный ГРП с использованием пропанта (керамического или песчаного).
- Создаются новые трещины в низкопроницаемых участках, увеличивая приток нефти.

- Обратная промывка и запуск скважины.
- Непрореагировавший полимер вымывается из ствола.
- Скважина запускается в работу с контролем дебита и обводненности.

7. Сравнение ГРП с использованием сшитых полимерных систем с обычным ГРП представлено в таблице 1.

8. Ожидаемые результаты на модельном месторождении

9. Увеличение дебита нефти: на 20–50 % за счет подключения новых зон дренирования.

Таблица 1

Сравнение классического ГРП и ГРП + СПС

Критерий	Классический ГРП	ГРП + СПС
Влияние на обводненность	Не снижает	Снижается на 10–20 %
Охват пласта	Ограничен высокой проницаемостью	Улучшает дренирование низкопроницаемых зон
Долговечность	Эффект снижается через 6–12 мес.	Эффект сохраняется 1,5–3 года
Совместимость с карбонатными коллекторами	Низкая (риск закупорки)	Высокая (гель адаптируется к трещинам)

- Снижение обводненности: с 89,1 % до 70–75 % благодаря блокировке водопритока.

- Рост КИН: на 5–7 % за счет более равномерной выработки запасов.

Внедрение технологии ГРП с использованием сшитых полимерных систем на модельном месторождении позволит:

- Увеличить добычу нефти на 20–30 % за счет улучшения фильтрационных свойств пласта.

- Снизить обводненность продукции на 10–15 %.

- Повысить экономическую эффективность разработки месторождения.

Рекомендуется включить данную технологию в программу ГТМ на 2025–2026 гг. с проведением пилотных испытаний на 3–5 сква-

жинах. Дальнейшие исследования должны быть направлены на оптимизацию состава полимерных систем и режимов их закачки.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Инновационный подход к применению физико-химических методов увеличения нефтеотдачи на карбонатных коллекторах месторождений ОАО «Удмуртнефть» / Белых А.М., Перевощиков Д.О., Ганиев И.М., Исмагилов Т.А. – URL:

<https://cyberleninka.ru/article/n/innovatsionnyy-podhod-k-primeneniyu-fiziko-himicheskikh-metodov-uvelicheniya-nefteotdachi-na-karbonatnyh-kollektorah-mestorozhdeniy>

2. Применение гидроразрыва пласта для интенсификации притока нефти в скважинах/ Н. Р. Яркеева, А. М. Хазиев // Нефтегазовое дело. – 2018. – Т. 16, № 5.

Сведения об авторах:

Н. С. Ившин, студент 4 курса, Институт нефти и газа имени М.С. Гущериева ФГБОУ ВО «УдГУ», 426034, Россия, г. Ижевск, ул. Университетская, 1, корп. 7.

E-mail: nikitaivshin13@mail.ru

Е. А. Кучерова, Кандидат технических наук, доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Институт нефти и газа имени М.С. Гущериева ФГБОУ ВО «УдГУ», 426034, Россия, г. Ижевск, ул. Университетская, 1, корп. 7.

E-mail: mamaky19@yandex.ru

METHOD OF INTENSIFICATION OF HYDROCARBON PRODUCTION AT A MODEL FIELD USING HYDRAULIC FRAC- TURING USING CROSS-LINKED POLYMER SYSTEMS

N. S. Ivshin, E. A. Kucherova

Annotation. The article discusses the methods of intensification of hydrocarbon production at the model field. The geological features of the deposit, the current state of development and the applied methods

of impact on the reservoir are analyzed. An assessment of the effectiveness of geological and technical measures (GTM) is presented. Recommendations are formulated to improve the efficiency of oil production in fields with complex geological structures.

Keywords: production intensification, hydraulic fracturing, cross-linked polymer systems, carbonate reservoirs, water cut, well intervention.

REFERENCES

1. Belykh A. M., Perevoshchikov D. O., Ganiev I. M., Ismagilov T. A. An innovative approach to the application of physico-chemical methods of increasing oil recovery in carbonate reservoirs of OAO Udmurtneft deposits. – URL:
<https://cyberleninka.ru/article/n/innovatsionnyy-podhod-k-primeneniyu-fiziko-himicheskikh-metodov-uvelicheniya-nefteotdachi-na-karbonatnyh-kollektorah-mestorozhdeniy>
2. The use of hydraulic fracturing to intensify oil inflow in wells / N. R. Yarkeeva, A. M. Khaziev //Oil and Gas Business. – 2018. – vol. 16, №. 5.

СОЗДАНИЕ ПАРАМЕТРИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ РАСЧЕТА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН, ОБОРУДОВАННЫХ УЭЦН

Е. А. Кучерова, М. С. Санников

Аннотация. Предлагается рассмотреть методики расчетов технологических параметров эксплуатации скважин, оборудованных УЭЦН, с точки зрения моделей «черного» и «белого» ящиков. Это позволит более глубоко увидеть взаимосвязи между этапами расчета.

Ключевые слова: УЭЦН, расчет параметров, механизированная добыча нефти, дебит скважины.

Установки электроцентробежных насосов (УЭЦН) широко применяются для добычи нефти из скважин с высоким дебитом и большими глубинами. Правильный расчет технологических параметров эксплуатации таких скважин позволяет оптимизировать работу оборудования, снизить энергозатраты и увеличить срок службы насосов.

Основные методики расчета ключевых параметров работы скважин с УЭЦН, включают:

- выбор насоса по характеристикам скважины;
- определение оптимального режима работы;
- расчет давления, подачи и мощности.

Таким образом, при выборе конкретного варианта УЭЦН необходимо учитывать множество параметров, и вариантов решения задачи может быть несколько. Поэтому предлагается рассмотреть задачу расчета параметров УЭЦН с точки зрения параметрического анализа.

Параметрическая модель – система моделирования, при которой у объектов сохраняется информация об их базовых параметрах; изменив значения этих параметров, объекты можно практически в любой момент модифицировать.

В основе параметрического моделирования – использование математических моделей. При проектировании объекта создаётся математическая модель с параметрами, и если эти параметры скорректировать, то изменится и вид объекта [1].

Для создания инструмента автоматизированного расчета рассматривается параметрическая модель. Данная модель создается относительно модели черного ящика» (Рис. 1).

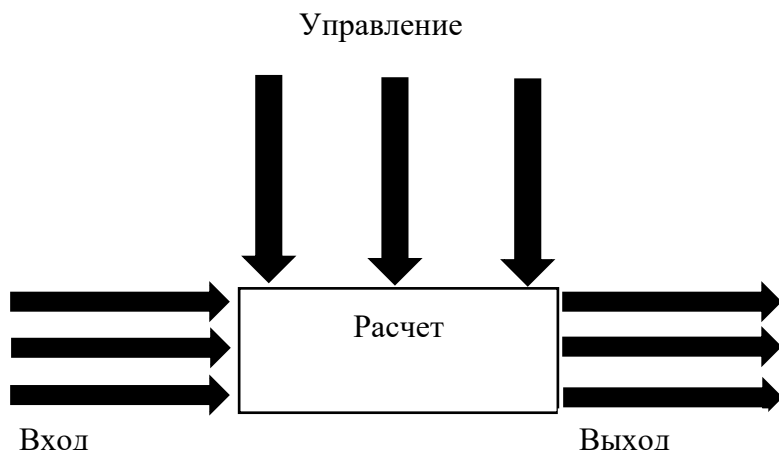


Рис. 1. Модель «черного ящика» расчетной модели

Эта модель предполагает, что для проведения расчетов нам необходимо сформировать 3 массива: Параметры входа, Параметры выхода, Параметры управления.

Параметры входа – переменные, подаваемые на вход модели «чёрного ящика» для получения прогноза или решения.

Параметры выхода – результаты работы модели «чёрного ящика», которые она возвращает после обработки входных данных.

Параметры управления – настраиваемые переменные, которые влияют на процесс обучения или работы модели «чёрного ящика», но не являются входными данными или выходными прогнозами.

Они контролируют поведение модели, её архитектуру и процесс оптимизации. [2]

По результатам параметрического анализа основных этапов расчета [3] была сформирована таблица 1. Она задает не только основные массивы входов, выходов и управления, но и определяет возможные последовательности расчетов. Таким образом, можно переходить от модели «черного ящика» к модели «белого ящика», который определяет взаимосвязи между этапами расчета и делает доступной возможность проследить подбираемые варианты изменения параметров.

Таблица 1

Параметрический анализ этапов расчета УЭЦН

	Этапы Расчета	Параметры входа	Параметры выхода	Параметры управления
1	Определение плотности смеси на участке «забой скважины – прием насоса»	Плотность пластовой воды, плотность газа, текущее объемное газосодержание, обводненность пластовой жидкости	Плотность смесь	-
2	Определение забойного давления, при котором обеспечивается заданный дебит скважины	Пластовое давление, дебит скважины, коэффициент продуктивности.	Забойное давление	-
3	Определение глубины расположения динамического	Глубина скважины, забойное давление, плотность смеси	Глубина расположения динамического уровня.	Ускорение свободного падения

	уровня при заданном дебите жидкости			
4	Определение давления на приеме насоса, при котором газосодержание на входе в насос не превышает предельно-допустимое для данного региона и данного типа насоса	Давление насыщения, текущее объемное газосодержание.	Давление на приеме насоса.	-
5	Определение глубины подвески насоса	Глубина расположения динамического уровня, давление на приеме насоса, плотность смеси,	Глубина подвески насоса.	Ускорение свободного падения.
6	Определение температуры пластовой жидкости на приеме насоса	Пластовая температура, Глубина скважины, глубина подвески насоса, температурный градиент.	Температура пластовой жидкости.	-
7	Определение объемного коэффициента жидкости при давлении на выходе в насос	Объемный коэффициент нефти при давлении насыщения, объемная обводненность продукции, давление на входе в насос, давление насыщения	Объемный коэффициент жидкости	-

8	Вычисление дебита жидкости на входе в насос	Заданный дебит скважины, Объемный коэффициент жидкости	Дебит жидкости на входе в насос	-
9	Определение объемного количества свободного газа на входе в насос	Газовый фактор, давление на приеме насоса, давление насыщения	Объемное количество свободного газа	-
10	Определение газосодержания на входе в насос	Давление на приеме насоса, объемный коэффициент жидкости, объемное количество свободного газа	Газосодержание на входе в насос	-
11	Вычисление расхода газа на входе в насос	Дебит жидкости на входе в насос, газосодержание на входе в насос	Расход газа на входе в насос	-
12	Вычисление приведенной скорости газа в сечении обсадной колонны на входе в насос	Расход газа на входе в насос, площадь сечения скважины на приеме.	Приведенная скорость газа в сечении обсадной колонны.	-
13	Определение истинного газосодержания на входе в насос	Газосодержание на входе в насос, приведенная скорость газа в сечении обсадной колонны	Истинное газосодержание на входе в насос.	Скорость всплытия газовых пузырьков
14	Определение работы газа на участке «забой – прием насоса»	Давление насыщения, истинное газосодержание на входе в насос	Работа газа на участке «забой – прием насоса»	-

15	Определение работы газа на участке «нагнетение насоса – устье скважины»	Давление насыщения, истинное газосодержание на входе в насос.	Работа газа на участке «нагнетение насоса – устье скважины»	
16	Определение потребного давление насоса	Глубина расположения динамического уровня, буферное давление, давление работы газа на участке «забой – прием насоса», давление работы газа на участке «нагнетение насоса – устье скважины»	Потребное давление насоса	
17	Подбор насоса	Выше найденные данные	ЭЦН	

Оптимизация работы УЭЦН для повышения эффективности работы скважины связана со следующими направлениями:

1. Контролировать газовый фактор – использовать газосепараторы или регуляторы давления.

2. Регулировать частоту вращения – применение частотных преобразователей позволяет гибко настраивать режим работы.

3. Мониторить параметры – контроль давления, температуры и вибрации предотвращает аварии.

Расчет технологических параметров работы скважин с УЭЦН требует комплексного подхода, учитывающего дебит, газосодержание, гидравлические потери и характеристики насосного оборудования. Правильный подбор и настройка УЭЦН позволяют максимизировать добычу и минимизировать эксплуатационные затраты.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Гуров, С. И., Чеботарев, П. Ю. (2018). Математические методы прогнозирования в экономике и управлении. М.: КУРС.
2. Барсегян А. А., Куприянов М. С. (2004). Анализ данных и процессов. – СПб.: БХВ-Петербург.
3. Методические указания по выполнению курсового проекта по дисциплине «Скважинная добыча нефти» для студентов направления подготовки бакалавров 21.03.01 Нефтегазовое дело, направленность «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»// Ижевск: Изд-во «Удмуртский университет», 2023. – 122 с.

Сведения об авторах:

М. С. Санников студент 4 курса, Институт нефти и газа имени М.С. Гучериева ФГБОУ ВО «УдГУ», 426034, Россия, г. Ижевск, ул. Университетская, 1, корп. 7.

E-mail: maksimsannikov00@gmail.com

Е. А. Кучерова, Кандидат технических наук, доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Институт нефти и газа имени М.С. Гучериева ФГБОУ ВО «УдГУ», 426034, Россия, г. Ижевск, ул. Университетская, 1, корп. 7.

E-mail: mamaky19@yandex.ru

CREATION OF A PARAMETRIC MODEL FOR CALCULATING TECHNOLOGICAL PARAMETERS FOR THE OPERATION OF WELLS EQUIPPED WITH AN ESP

E. A. Kucherova, M. S. Sannikov

Abstract. It is proposed to consider methods for calculating the technological parameters of operation of wells equipped with ESPs from the point of view of the "black" and "white" box models. This will allow you to see more deeply the interrelationships between the calculation stages.

Keywords: ESP, parameter calculation, mechanized oil production, well flow rate

REFERENCES

1. Gurov, S. I., Chebotarev, P. Yu. (2018). Mathematical methods of forecasting in economics and management. Moscow: KURS.
2. Barseghyan A. A., Kupriyanov M. S. (2004). Data and process analysis. – St. Petersburg: BHV-Petersburg.
3. Methodological guidelines for the implementation of the course project on the discipline "Borehole oil production" for undergraduate students 03/21/2011 Oil and gas business, focus on "Operation and maintenance of oil production facilities"// Izhevsk: Publishing House "Udmurt University", 2023. – 122 p.

ОБОСНОВАНИЕ НАПРАВЛЕНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНОГО УЧАСТКА СТВОЛА СКВАЖИНЫ С МГРП НА ПРИМЕРЕ КАРБОНАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ СРЕДНЕГО КАРБОНА УДМУРТИИ

О. В. Лухачева, С. Ю. Борхович

Аннотация. Основными по остаточным извлекаемым запасам нефти в Удмуртии являются верейские и башкирские пласты среднего карбона. Помимо выраженной макро- и микронеоднородности, для отложений характерна тяжелая нефть с повышенной вязкостью. В данных геологических условиях запасы нефти верейско-башкирских отложений становятся трудноизвлекаемыми и требуют новых подходов к их разработке. Для решения этой проблемы предложено применение технологии бурения горизонтальных скважин с окончанием под МГРП. Важными параметрами для проектирования бурения горизонтальных скважин с МГРП является ориентация горизонтального ствола и направление развития трещин. Обосновано направление горизонтального участка ствола скважины с МГРП с учетом направления регионального стресса, позволяющее увеличить зону дренирования и тем самым повысить проектную продуктивность скважины и КИН.

Ключевые слова: направление регионального стресса, выбор ориентации ствола горизонтальной скважины, многостадийный гидроразрыв пласта, верейско-башкирский объект, карбонатные отложения среднего карбона Удмуртии.

Большая часть остаточных извлекаемых запасов нефти Удмуртии сосредоточены в коллекторах карбонатного типа [1; 2]. Основными по запасам нефти являются верейские и башкирские пласты. К геологическим факторам, осложняющим разработку карбонатных коллекторов среднего карбона, относится прежде всего резкая макро- и микронеоднородность. Макронеоднородность – это понятие

пространственного распределения коллекторов и неколлекторов внутри продуктивного горизонта. Под микронеоднородностью понимают изменчивость в пределах залежей фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов, насыщенных углеводородами – проницаемости, пористости, нефтенасыщенности. Эти факторы сочетаются с неблагоприятными свойствами нефтей, а именно повышенной вязкостью в пластовых условиях, большим содержанием асфальтосмолистых и парафиновых компонентов, серы, сероводорода и др. Также осложняющим фактором служат большие глубины залегания продуктивных пластов и малые их нефтенасыщенные толщины.

В ходе развития разработки и эксплуатации месторождений нефти сформировалось правило – разбуривать месторождение сперва редкой равномерной сеткой, постепенно уплотняя ее с учетом полученной геологической информации. Равномерная сетка обеспечивает равномерную выработку запасов при условии однородности фильтрационных свойств (главным образом проницаемости) пластов, составляющих объект разработки.

В случае с карбонатными коллекторами при разбуривании объекта равномерной сеткой не учитывается их неоднородность по ФЕС, а следовательно, не обеспечивается равномерная выработка запасов – зоны с высокой проницаемостью вырабатываются быстрее и более полно, зоны с низкой проницаемостью – остаются не охваченными процессом разработки.

Чтобы обеспечить эффективное и равномерное вовлечение объекта, сложенного карбонатными пластами, в разработку необходим поиск иного подхода к участкам с ухудшенными ФЕС. Участки карбонатных коллекторов, характеризующиеся низкой природной продуктивностью, могут эффективно разрабатываться системой горизонтальных скважин с заканчиванием компоновкой для многостадийного гидроразрыва пласта [3].

Важным параметром для проектирования бурения горизонтальных скважин с МГРП является направление регионального напряжения, поскольку именно от него зависит ориентация горизонтального ствола и направление развития трещин ГРП.

На ряде месторождений Удмуртии была проведена оценка направления горизонтального напряжения горных пород способом кросс-дипольного акустического каротажа (АКШ) [4]. Данные месторождения в тектоническом плане приурочены к Верхнекамской впадине. Кросс-дипольный акустический каротаж позволяет производить определение магнитного азимута направления напряженности горных пород. Сопоставив результаты АКШ по исследуемым месторождениям, выявлено, что во всех случаях трещины распространяются с северо-запада (СЗ) на юго-восток (ЮВ). Усреднив полученные значения, можно найти направление регионального стресса в пределах Верхнекамской впадины – примерно 130° (310°).

Закономерности образования трещин в зависимости от различной ориентации горизонтального ствола скважины относительно направления максимального стресса установлены еще в 1996 году в ходе лабораторных экспериментов по инициации трещин [5].

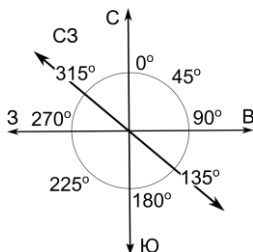


Рис. 1. Направление регионального стресса на территории Удмуртии в пределах Верхнекамской впадины

Образцы горных пород, использованные в экспериментах, представляли собой прямоугольные блоки из гипсоцемента размерами $15 \times 15 \times 25$ см ($6 \times 6 \times 10$ дюймов). Блоки были отлиты из смеси воды и гипсоцемента с массовым соотношением 32 к 100 соответственно. Физико-механические свойства блоков следующие: пористость – 26,5%; проницаемость – $3,9 \text{ мкм}^2$; плотность зерна – $2,32 \text{ г/см}^3$; насыпная плотность – $1,71 \text{ г/см}^3$; модуль Юнга – $2,07 \times 10^6$ фунтов на квадратный дюйм (примерно 14 ГПа); коэффициент Пуассона – 0,21. «Скважины» бурились под углами 0° , 15° , 30° , 34° , 45° , 60° ,

67,5°, 90° к максимальному стрессу. Приложенные стрессы равнялись 1400, 2500 и 3000 psi. Фотографии результатов, полученных в ходе эксперимента, представлены на рисунке 2.

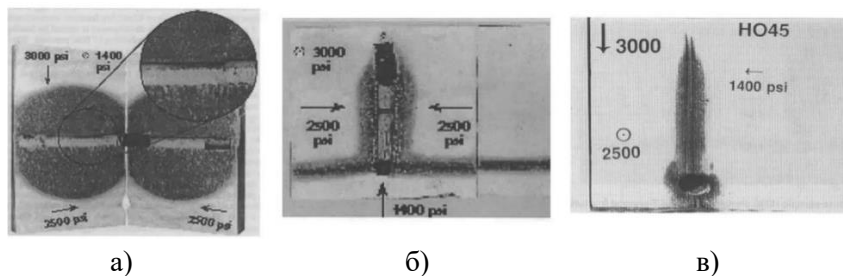


Рис. 2. Результаты, полученные в ходе эксперимента [5]:
 а) осевая трещина, вид в разрезе, б) поперечная трещина, вид сверху,
 в) ствол скважины под углом 45°, разрез перпендикулярно
 стволу скважины

Условием создания поперечных трещин ГРП в ГС является ориентация ствола перпендикулярно направлению максимального горизонтального напряжения. Для создания осевых трещин необходимо расположить горизонтальный участок ствола скважины вдоль направления максимального горизонтального напряжения. Принцип образования осевых и поперечных трещин ГРП в горизонтальном стволе скважины представлен на рисунке 3.

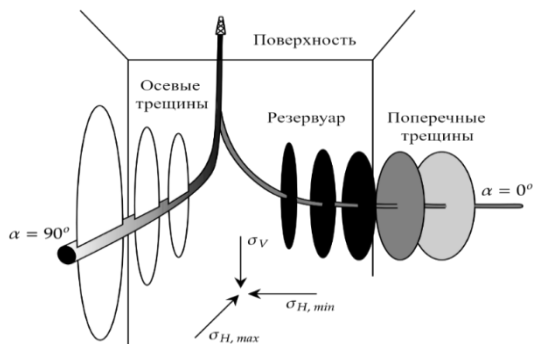


Рис. 3. Принцип образования осевых и поперечных трещин ГРП
 в горизонтальном стволе скважины

Исследования [6; 7] показали, что наибольший эффект от проведения операции МГРП получается в случае инициации поперечных трещин, поскольку это позволяет увеличить зону дренирования и тем самым повысить продуктивность скважины и КИН. В связи с этим рекомендуется располагать горизонтальный участок ствола скважины таким образом, чтобы сформировались поперечные трещины (то есть перпендикулярно максимальному горизонтальному напряжению или вдоль минимального напряжения) – Рис. 4.

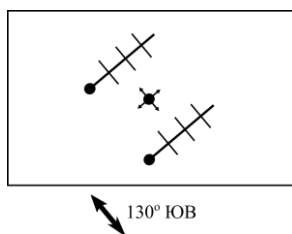


Рис. 4. Рекомендуемое расположение горизонтального участка ствола скважины с МГРП

Выводы:

1. На основе анализа геологических факторов, осложняющих разработку карбонатных отложений среднего карбона Удмуртии, предложено внедрение горизонтальных скважин с МГРП на участках, характеризующихся низкой природной продуктивностью.
2. Установлено преобладающее направление регионального стресса на территории Удмуртии в пределах Верхнекамской впадины.
3. Обосновано направление горизонтального участка ствола скважины с МГРП с учетом направления регионального стресса.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Зорин А. М. Особенности проведения гидроразрыва пласта в условиях сложного геологического строения месторождений ПАО «Удмуртнефть» им. В. И. Кудинова // Нефтяное хозяйство – 2021. – № 11. – С. 124–129.

2. Топал А. Ю. Применение кислотно-проппантного гидроразрыва пласта на месторождениях ОАО «Удмуртнефть» / А. Ю. Топал, Т. С. Усманов, А. М. Зорин [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 3. – С. 34–37.

3. Латыпов А. Р. Испытание технологий гидравлического разрыва пласта в горизонтальных скважинах ООО «РН-Пурнефтегаз» / А. Р. Латыпов, А. М. Хайдаров, И. И. Вафин [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 5. – С. 58–61.

4. Топал А. Ю. Региональные аспекты проведения гидроразрыва пласта в ОАО «Удмуртнефть» / А. Ю. Топал, Т. С. Усманов, В. В. Фирсов [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2020. – № 4. – С. 44–48.

5. Abass H. H., Hedayati S., Meadows D. L. Nonplanar fracture propagation from a horizontal wellbore: experimental study // SPE Prod. & Fac. -1996. - V.11. - N 3. - P. 133–137.

6. Овчарова Л. П. Анализ опыта применения горизонтальных скважин с многостадийным ГРП для разработки низкопроницаемых коллекторов нефтяных залежей / Л. П. Овчарова. // Молодой ученый. – 2020. – № 8 (298). – С. 44–48. – URL: <https://moluch.ru/archive/298/67524/>

7. Здольник С. Е. Внедрение новых технологий гидроразрыва пласта на карбонатных объектах месторождений ПАО АНК «Башнефть» / С. Е. Здольник, Ю. В. Некипелов, М. А. Гапонов [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 7. – С. 92–95.

Сведения об авторах:

О. В. Лихачева, магистрант 2 курса, ФГБОУ ВО «Удмуртский государственный университет», Институт нефти и газа им. М. С. Гуцериева, г. Ижевск.

E-mail: likhachevaolga2001@gmail.ru

С. Ю. Борхович, к.т.н., доцент кафедры РЭНГМ, ФГБОУ ВО «Удмуртский государственный университет», Институт нефти и газа им. М. С. Гуцериева, г. Ижевск

E-mail: syborhovich@udsu.ru

REASONING OF HORIZONTAL WELL DIRECTION WITH MULTISTAGE HYDRAULIC FRACTURING IN THE MID-CARBONIFEROUS CARBONATE DEPOSITS OF UDMURTIA

O. V. Likhacheva, S. Yu. Borkhovich

Abstract. The main residual recoverable oil reserves in Udmurtia are the Vereisky and Bashkirian formations of the Middle Carboniferous. In addition to pronounced macro- and micro heterogeneity, these formations are characterized by heavy oil with increased viscosity. Under these geological conditions, oil reserves of the Verey-Bashkir deposits become difficult to recover and require new approaches to their development. To solve this problem the application of horizontal well drilling technology with multistage hydraulic fracturing is proposed. Important parameters for the design of horizontal well drilling with multistage hydraulic fracturing are the orientation of the horizontal wellbore and the direction of fracture development. The direction of the horizontal section of the wellbore with multistage hydraulic fracturing is justified taking into account the direction of regional stress, which allows to increase the drainage zone and thereby increase well productivity and oil recovery factor.

Keywords: regional stress field direction, horizontal wellbore orientation, multistage hydraulic fracturing, Verey-Bashkir deposits, Middle Carboniferous carbonates of Udmurtia.

REFERENCES

1. Zorin A. M. Osobennosti provedeniya gidrorazryva plasta v usloviyakh slozhnogo geologicheskogo stroyeniya mestorozhdeniy PAO «Udmurtneft» im. V. I. Kudinova [Specifics of hydraulic fracturing in conditions of complicated geology in Udmurtneft named after V. I. Kudinov]. Neftjanoe khozjajstvo [Oil industry]. 2021, no. 11, pp. 124–129 (In Russ.)
2. Topal A. Yu., Usmanov T. S., Zorin A. M. [et al.] Primenenie kislotno-proppantnogo gidrorazryva plasta na mestorozhdenijah OAO

«Udmurtneft'» [Application of acid-proppant hydraulic fracturing at Udmurtneft fields]. Neftjanoe khozjajstvo [Oil industry]. 2018, no. 3, pp. 34–37. (In Russ.)

3. Latypov A. R., Hajdarov A. M., Vafin I. I. [et al.] Ispytanie tehnologij gidravlicheskogo razryva plasta v gorizontal'nyh skvazhinah OOO «RN-Purneftegaz» [Testing of hydraulic fracturing technologies in horizontal wells of RN-Purneftegaz LLC]. Neftjanoe khozjajstvo [Oil industry]. 2009, no. 5, pp. 58–61. (In Russ.)

4. Topal A. Yu., Usmanov T. S., Firsov V. V. [et al.] Regional'nye aspekty provedenija gidrorazryva plasta v OAO «Udmurtneft'» [Regional aspects of hydraulic fracturing in JSC Udmurtneft]. Neftjanoe khozjajstvo [Oil industry]. 2020, no. 4, pp. 44–48. (In Russ.)

5. Abass H. H., Hedayati S., Meadows D. L. Nonplanar fracture propagation from a horizontal wellbore: experimental study // SPE Prod. & Fac. – 1996. – V.11. – № 3. – P. 133–137.

6. Ovcharova L. P. Analiz opyta primenenija gorizontal'nyh skvazhin s mnogostadijnym GRP dlja razrabotki nizkopronicaemyh kolektorov neftjanyh zalezhej [Analyzing the experience of using horizontal wells with multistage hydraulic fracturing to develop low-permeability oil reservoirs]. Molodoj uchenyj [Young Scientist]. 2020, no. 8 (298), pp. 44–48. (In Russ.)

7. Zdol'nik S. E., Nekipelov Yu. V., Gaponov M. A. [et al.] Vnedrenie novyh tehnologij gidrorazryva plasta na karbonatnyh ob'ektah mestorozhdenij PAO ANK «Bashneft'» [Introduction of new hydraulic fracturing technologies at carbonate reservoirs at Bashneft's fields]. Neftjanoe khozjajstvo [Oil industry]. 2016, no. 7, pp. 92–95. (In Russ.)

**ДОРАЗРАБОТКА ОСТАТОЧНЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ
ВЫСОКООБВОДНЁННЫХ УЧАСТКОВ ЧЕРНОВСКОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ С НЕОДНОРОДНЫМИ
КОЛЛЕКТОРАМИ**

С. Ю. Борхович, А. В. Рассамахин

Аннотация. Целью данной работы является исследование эффективности применения боковых горизонтальных стволов (БГС) в скважинах с высокообводнённой нефтью и низкой продуктивностью на турнейском объекте Черновского месторождения.

В работе рассматривается краткая геологическая характеристика и текущее состояние разработки Черновского месторождения. Для обоснования выбора скважины и эффективности бокового ствола изучена техническая литература по данным темам, проанализированы результаты пробуренных боковых стволов на месторождении.

Для расчета технологического эффекта приведены существующие эмпирические методы. Для определения экономической эффективности использованы исходные данные из проектного документа и данные из финансового управления предприятия.

Методической основой проекта являются результаты научных исследований международных и отечественных инженеров в области нефтяной промышленности. В процессе написания работы изучена специальная литература, материалы научных конференций и семинаров, зарубежная и отечественная литература. Выполненная работа позволит учесть данные при планировании геолого-технических мероприятий на месторождении.

По полученным результатам исследования суммарная чистая прибыль за 5 лет разработки бокового ствола составит 370383999,5 руб., а дополнительная добыча жидкости и нефти – 21855,8 м³ и 19373,8 т соответственно.

Таким образом, на основании выполненного технологического и экономического исследования проект бурения бокового ствола одной из скважин турнейского объекта Черновского месторождения рекомендуется к реализации.

Ключевые слова: добыча, бурение бокового ствола, проектирование бокового ствола, обводненные скважины, доразработка остаточных запасов.

Актуальность

В связи с вхождением наиболее значимых по запасам месторождений республики в позднюю стадию разработки, остро встаёт вопрос о стабилизации добычи нефти на основе увеличения коэффициента нефтеизвлечения.

Одним из перспективных методов интенсификации добычи нефти и полноты ее извлечения из недр является разработка месторождений с применением боковых горизонтальных стволов. Данная технология позволяет увеличить добычу нефти за счёт следующих факторов:

- изменения направления фильтрационных потоков;
- увеличения охвата пласта;
- вовлечения в разработку застойных зон;
- привлечения дополнительного притока [1–3].

Особенности геологического строения Черновского месторождения

После изучения геологического строения Черновского месторождения можно выделить следующие факторы, осложняющие разработку:

1. многокупольность, тонкослоистость, многопластовость и разнотипность по вмещающим породам-коллекторам;
2. наличие тяжелой, высоковязкой, высокосернистой, парафиновой и высокосмолистой нефти;
3. наличие растворённого газа с высокой плотностью и большим содержанием азота [4].

Текущее состояние разработки

Проанализировав текущее состояние разработки Черновского месторождения, можно сказать о том, что месторождение находится на третьей стадии разработки. Фактический уровень добычи отстаёт от проектного на 3,2 % в связи с преждевременной обводнённостью продукции. По данным анализа плотности и химического состава добываемой воды, скважины обводняются закачиваемой и пластовой водой. Обводнение скважин пластовой водой происходит, в основном, из-за стягивания контура нефтеносности, заколонных потоков и плохого технического состояния эксплуатационных колонн. С 2016 года на турнейском объекте пробурено 7 скважин и на всех получены положительные результаты. На всех скважинах наблюдался прирост добычи нефти. Длина боковых стволов находится в пределах от 15 до 30 метров. В таблице 1 приведены характеристики пробуренных боковых стволов турнейского объекта [4].

Таблица 1

Характеристики пробуренных боковых стволов

	Параметры до бурения БС ³ Qж, м ³ /сут; Qн, т/сут; Обв, %	Запускные параметры БС ³ Qж, м ³ /сут; Qн, т/сут; Обв, %	Полученный эффект ³ $\Delta Q_{ж}$, м ³ /сут $\Delta Q_{н}$, т/сут	Длина бокового ствола, м
106	15,0 / 0,7 / 95,2	231,0 / 33,3 / 84,3	+216 / +32,6	15,67
109	3,8 / 0,2 / 94,0	62,8 / 2,2 / 96,1	+59 / +2,0	16,83
207	15,3 / 1,3 / 90,9	26,0 / 5,4 / 77,2	+10,7 / +4,1	17,37
215	5,0 / 0,7 / 85,8	10,0 / 6,4 / 30,0	+5,0 / +5,7	13,21
276	11,0 / 0,3 / 97,0	11,0 / 9,7 / 4,0	0 / +9,4	24,35
302	59,5 / 1,9 / 96,5	32,0 / 6,8 / 77,0	-27,5 / +4,9	26,94
305	10,3 / 1,4 / 85,0	29,5 / 26,0 / 4,0	+19,2 / +24,6	18,96

Выбор скважины-кандидата

В качестве скважины-кандидата была выбрана скважина 306. Она расположена неподалеку от внешнего контура нефтеносности, обводненность ее продукции чрезвычайно высока (95,2 %), что, ве-

роятнее всего, является следствием подтягивания краевых вод, заколонных перетоков и плохого технического состояния эксплуатационных колонн. Расчет показал, что в районе скважины имеются невыработанные запасы нефти в размере 20135,9 т. Для их доизвлечения целесообразно произвести зарезку бокового ствола из данной скважины. На рисунке 1 показана карта плотности остаточных запасов нефти турнейского объекта [4].

Скважина 306 добывает высокообводненную жидкость. В связи с низкой добычей нефти скважина 306 остановлена из-за нерентабельности. В таблице 2 представлены параметры скважины 306 до бурения бокового ствола [4].

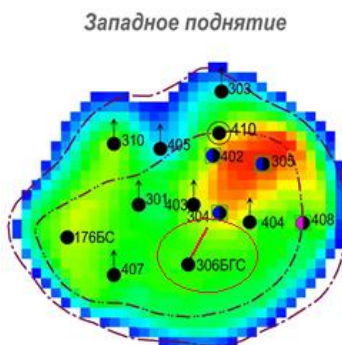


Рис. 1. Карта плотности остаточных запасов нефти турнейского объекта

Таблица 2

Показатели работы скважины 306 до бурения бокового ствола

	Дебит жидкости, м ³ /сут	Дебит нефти, т/сут	Обводненность, %	Накопленная добыча жидкости, м ³	Накопленная добыча нефти, т
306	14,4	1,99	95,2	36386,8	24743,6

Проект бурения бокового ствола

Точкой зарезки бокового ствола выбрана точка, находящаяся на 1080,3 м. Целевым пластом выбран пласт (C_{1t} -IV+V) турнейского яруса. Задав параметры, с помощью программного комплекса RMS спроектирована оптимальная траектория бокового ствола скважины 306. Длина бокового ствола выбрана на основе опыта бурения боковых горизонтальных стволов на турнейском объекте и составляет 17,98 м. На рисунке 2 показана оптимальная траектория бокового ствола скважины 306 [4; 5].

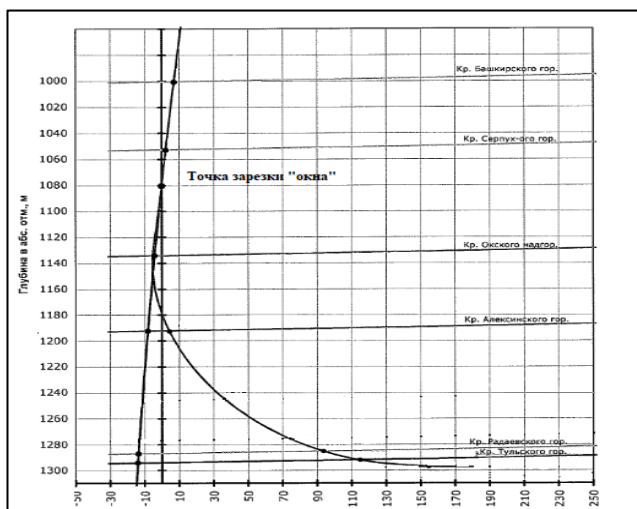


Рис. 2. Оптимальная траектория бокового ствола скважины 306

Для проектирования профиля бокового ствола скважины 306 выбрано окно зарезки исходя из следующих критериев:

1. Глубина залегания существующих вскрытых интервалов пласта. В скважине 306 глубина верхних интервалов перфорации составляет 1201,7 м.

2. Устойчивость породы в интервале зарезки «окна» по существующим геофизическим исследованиям.

3. Максимальный допустимый угол и темп набора кривизны для спуска оборудования для бурения, вскрытия и добычи.

4. Отсутствие в интервале зарезки «окна» муфт ступенчатого цементажа эксплуатационной колонны.

5. Наименьшая длина проходки при бурении бокового ствола.

6. Отсутствие поглощающих интервалов в интервале зарезки «окна» [5].

Оценка технологической эффективности проекта бурения бокового ствола

Оценка технологической эффективности спроектированного бокового ствола произведена по формуле Joshi (1)-(6). Запускные параметры, полученные по данной формуле, составили $Q_{ж} = 37,5$ м³/сут; $Q_{н} = 34,4$ т/сут. За время рентабельной эксплуатации (5 лет) накопленная добыча жидкости и нефти составила 21855,8 м³ и 19373,8 тонн соответственно.

Расчёт рабочих параметров скважины произведен по формуле Joshi [6]:

$$f_B(s) = \left(\frac{s-s_{св}}{1-s_{св}} \right)^a \quad (1)$$

$$F_H(s) = \left(\frac{1-s_{но}-s}{1-s_{но}} \right)^b \cdot (1+c \cdot s) \quad (2)$$

$$a = \frac{L}{2} \cdot \sqrt{\frac{1}{2} + \sqrt{\frac{1}{4} + \left(\frac{2R_K}{L} \right)^4}} \quad (3)$$

$$A = \frac{\Delta P}{\ln \frac{a + \sqrt{a^2 + \left(\frac{L}{2} \right)^2}}{\frac{L}{2}} + \frac{h_{эф}}{L} \ln \frac{h_{эф}}{2\pi r_c}} \quad (4)$$

$$Q_{ж}^r = 2\pi k h_{эф} \cdot \left(\frac{f_B(s)}{\mu_B} + \frac{f_H(s)}{\mu_H} \right) \cdot A \quad (5)$$

$$Q_H^r = 2\pi k h_{эф} \cdot \frac{f_H(s)}{\mu_H} \cdot A \quad (6)$$

В формулах (1)-(6) использованы следующие обозначения:

- μ_H – вязкость нефти, Па · с;
- μ_B – вязкость воды, Па · с ;
- k – абсолютная проницаемость, м²;
- $h_{эф}$ – эффективная нефтенасыщенная толщина, м;

- $P_{пл}$ – пластовое давление в зоне отбора, Па;
- $P_{заб}$ – забойное давление, Па;
- R_k – радиус контура питания, м;
- r_c – радиус ствола скважины, м;
- L – проектная длина горизонтального ствола, м;
- $S_{св}$ – насыщенность пористой среды связанной водой, д. ед.;
- $S_{но}$ – остаточная нефтенасыщенность, д. ед.;
- s – текущее значение водонасыщенности, д. ед.;
- $f_v(s)$ – относительная фазовая проницаемость по воде, д. ед.;
- $f_n(s)$ – относительная фазовая проницаемость по нефти, д. ед.

Чарным И. А. по результатам анализа многих лабораторных экспериментов приняты значения [6]: $a = 3,5$; $b = 2,8$; $c = 2,4$.

В таблице 3 представлен прогноз добычи скважины 306 с БГС.

Таблица 3

Прогноз добычи скважины 306 с БГС

Месяц, год	$Q_{ж}$, м ³ /сут	$Q_{н}$, т/сут	Накопленная добыча жидкости, м ³	Накопленная добыча нефти, т
янв.25	37,5	34,4	1126,2	1032,7
янв.26	20,5	18,4	11022,7	9995,9
янв.27	11,2	9,8	16438,3	14778,5
янв.28	6,2	5,2	19401,9	17330,3
дек.29	1,9	1,6	21855,8	19373,8

Оценка технологической эффективности проекта бурения бокового ствола

Как видно из таблицы 4 капитальные затраты составляют 5,1 млн. руб., чистая прибыль за время эксплуатации бокового ствола – 370 млн. руб., NPV за время эксплуатации – 415 млн. руб., срок окупаемости проекта составляет пол месяца, дополнительная добыча жидкости составляет 21855,8 м³, нефти – 19373,8 т [6; 7].

Таблица 4

Показатели экономической эффективности

Показатель	Обозначение	Единицы измерения	Значение
Капитальные затраты	Зкап	Руб.	5 173 780,0
Выручка за время эксплуатации	В	Руб.	811 800 967,6
Чистая прибыль за время эксплуатации	П	Руб.	370 383 999,5
Доход государства за время эксплуатации	Н	Руб.	370 917 352,0
NPV за время эксплуатации	NPV	Руб.	415 181 286,6
Срок окупаемости	PP	Мес.	0,5
Индекс доходности	PI	Д.ед.	11,2
Накопленная добыча жидкости	$Q_{\text{ж}}$	$\frac{\text{м}^3}{\text{м}}$	21855,8
Накопленная добыча нефти	$Q_{\text{н}}$	т	19373,8

Таким образом, спроектированное решение по восстановлению скважины 306 Черновского месторождения методом бурения бокового ствола рекомендуется к реализации, о чем свидетельствуют технологические и экономические показатели, рассчитанные в данной работе.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Кудинов В. И., Сучков Б.М. Методы повышения производительности скважин. – Самара: Кн. издательство, 1996. – С. 414.
2. Глухов С. С., Семенищев В. А., Могилев А. В. Восстановление скважин методом бурения бокового ствола / С. С. Глухов, В. А. Семенищев, А. В. Могилев // Бурение и нефть. – 2005. – № 11. – С. 12–13.
3. Лутфуллин А. А. Боковые стволы как способ увеличения нефтеотдачи месторождений / А. А. Лутфуллин // Бурение и нефть. – 2007. – № 11. – С. 40–42.

4. Дополнение к технологической схеме разработки Черновского месторождения. – Ижевск: УНПП НИПИнефть, 2022. – С. 132.

5. Анализ горно-геологических условий, техники, технологии и эффективности строительства горизонтальных скважин и боковых горизонтальных стволов в республике Удмуртия, критерии применения горизонтальных скважин и боковых горизонтальных стволов. Отчет / ООО ГЕОТЕХ, Ижевск, 2001.

6. Борхович С. Ю., Драчук В. Р., Полозов М. Б., Колесова С. Б., Трубицына Н. Г., Кузьмина Я. А. Методические указания по выполнению курсового проекта по дисциплине «Разработка нефтяных месторождений» для студентов направления подготовки бакалавров 21.03.01 Нефтегазовое дело, направленность «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти». Ижевск: изд-во «Удмуртский университет», 2022. – С. 71–78.

7. Перчик А. И. Словарь-справочник по экономике нефтедобывающей промышленности / А. И. Перчик. – М.: Недра, 2009. – С. 184.

Сведения об авторах:

С. Ю. Борхович, кандидат технических наук, доцент, заведующий кафедрой РЭНГМ, Институт нефти и газа им. М. С. Гущериева.

E-mail: syborhovich@udsu.ru

А. В. Рассамяхин, студент 4 курса, Институт нефти и газа им. М. С. Гущериева.

E-mail: rassamaha47@gmail.com

ADDITIONAL DEVELOPMENT OF RESIDUAL OIL RESERVES IN HIGHLY WATERED AREAS OF THE CHERNOVSKOYE FIELD WITH HETEROGENEOUS RESERVOIRS

S. Y. Borkhovich, A. V. Rassamakhin

Annotation. The purpose of this work is to study the effectiveness of using lateral horizontal shafts (BGS) in wells with highly watered oil

and low productivity at the Tournaisky facility of the Chernovskoye field.

The paper considers a brief geological description and the current state of development of the Chernovskoye field. To justify the choice of a well and the effectiveness of a side shaft, the technical literature on these topics was studied, and the results of drilled side shafts at the field were analyzed.

The existing empirical methods are used to calculate the technological effect. To determine the economic efficiency, the initial data from the project document and data from the financial management of the enterprise were used.

The methodological basis of the project is the results of scientific research by international and domestic engineers in the field of the oil industry. In the process of writing the work, special literature, materials of scientific conferences and seminars, foreign and domestic literature were studied. The completed work will allow the data to be taken into account when planning geological and technical measures at the field. According to the results of the study, the total net profit for 5 years of development of the lateral shaft will amount to 370383999.5 rubles, and additional production of liquid and oil – 21855.8 m³ and 19373.8 tons, respectively. Thus, based on the completed technological and economic research, the project of drilling a side shaft of one of the wells of the Tournaisky facility of the Chernovskoye field is recommended for implementation.

Keywords: mining, side-bore drilling, side-bore design, flooded wells, additional development of residual reserves.

REFERENCES

1. Kudinov V. I., Suchkov B. M. *Metody povysheniya proizvoditel'nosti skvazhin*. Samara: Kn. izdatel'stvo, 1996, p. 414 (in Russ.).
2. Glukhov S. S., Semenishchev V. A., Mogilev A. V. *Vosstanovlenie skvazhin metodom bureniya bokovogo stvola* / S. S. Glukhov, V. A. Semenishchev, A. V. Mogilev // *Burenie i nef't*, 2005, no. 11, pp. 12–13 (in Russ.).

3. Lutfullin A. A. Bokovye stvoly kak sposob uvelicheniya nefte-
otdachi mestorozhdenii / A. A. Lutfullin // Burenie i nef't', 2007, no. 11,
pp. 40–42 (in Russ.).

4. Dopolnenie k tekhnologicheskoi skheme razrabotki Cher-
novskogo mestorozhdeniya. – Izhevsk: UNPP NIPIneft', 2022, p. 132
(in Russ.).

5. Analiz gorno-geologicheskikh uslovii, tekhniki, tekhnologii i
effektivnosti stroitel'stva gorizonta'l'nykh skvazhin i bokovykh gorizon-
ta'l'nykh stvolov v respublike Udmurtiya, kriterii primeneniya gorizon-
ta'l'nykh skvazhin i bokovykh gorizonta'l'nykh stvolov. Otchet / OOO
GEOTEKh, Izhevsk, 2001, (in Russ.).

6. Borkhovich S. Yu., Drachuk V. R., Polozov M. B., Kolesova S. B.,
Trubitsyna N. G., Kuz'mina Ya. A. Metodicheskie ukazaniya po vy-
polneniyu kursovogo proekta po distsipline «Razrabotka nef'tyanykh
mestorozhdenii» dlya studentov napravleniya podgotovki bakalavrov
21.03.01 Nef'tegazovoe delo, napravlennost' «Ekspluatatsiya i obslu-
zhivanie ob"ektov dobychi nef'ti». Izhevsk: izd-vo «Udmurtskii universi-
tet», 2022, pp. 71–78 (in Russ.).

7. Perchik A. I. Slovar'-spravochnik po ekonomike nef'tedobyyay-
ushchei promyshlennosti / A .I. Perchik. M.: Nedra, 2009, p. 184
(in Russ.).

ПРИМЕНЕНИЕ ГИДРОМЕХАНИЧЕСКОЙ ПРОКАЛЫВАЮЩЕЙ ПЕРФОРАЦИИ НА ПРИМЕРЕ КОТОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Д. Н. Бессмертных, С. А. Красноперова

Аннотация. В настоящее время бурится много горизонтальных и наклонно- направленных скважин. Так в 2010 году их доля в эксплуатационном бурении составляла 11 %, то в 2020 она выросла до 45 %, а к 2030 превысит 50 %. Для их эксплуатации и добычи нефти необходима качественная перфорация призабойной зоны пласта. Вторичное вскрытие пласта – это создание перфорационных каналов после спуска и цементирования обсадной колонны. Имеющиеся способы перфорации не дают желаемого эффекта вскрытия пласта, нарушают геометрию эксплуатационной колонны, разрушают цементный камень в заколонном пространстве. Всё это важно для качественной и успешной дальнейшей эксплуатации скважины. Таким образом, по ранее перечисленным показателям наилучшие значения будет иметь гидромеханическая прокалывающая перфорация скважин.

Ключевые слова: гидромеханическая прокалывающая перфорация, горизонтальные и наклонно-направленные скважины, эксплуатационная колонна, методы перфорации.

Актуальность

Вторичное вскрытие пласта – это создание перфорационных каналов после спуска и цементирования обсадной колонны. После вскрытия пласта скважину осваивают, вызывая приток жидкости из пласта, восстанавливая продуктивные характеристики призабойной зоны. От эффективности операции вскрытия продуктивного пласта и освоения скважины зависит эффективность последующей эксплуатации скважины. В связи с этим целью настоящей работы является исследовать методы вскрытия пласта и определить тот,

который будет максимально качественно воздействовать на эксплуатационную колонну и породу пласта в скважинах.

Для достижения цели решаются следующие задачи:

1. Рассмотреть способы работы наиболее распространённых методов перфорации.
2. Оценить воздействие перечисленных методов перфорации на скважину.
3. Выявить метод перфорации, обладающий лучшими показателями воздействия на скважину.

В Таблица 1 рассмотрена сравнительная характеристика основных методов вскрытия пласта.

В настоящее время из существующих видов перфорации используют три способа, а именно:

- 1) Взрывной способ (пулевой, кумулятивный, торпедный).
- 2) Прорезка отверстий методом воздействия гидropескоструйной струи.
- 3) Гидромеханическая прорезка окна в колонне.

Таблица 1

Сравнительная характеристика основных методов вскрытия пласта

Параметры	Прокалы- вающий перфора- тор	Щеле- вая перфо- рация	Кумуля- тивная перфора- ция	Гидропес- коструйная перфора- ция
Площадь вскрытия на 1 погонный метр	0,035–0,042	0,02– 0,024	0,0053	0,0095
Глубина проник- новения в пласт, м	0,5–1,5	0,5–1,0	0,15	0,4
Геометрия вход- ного отверстия	Прямо- угольник 16x50- 20x80 мм	Щель шири- ной 10- 12 мм	Отверстие диамет- ром до 23 мм	Отверстие диаметром до 12,5 мм
Фугасность	Отсутствует	Отсут- ствует	Очень высокая	Отсутствует
Смыкание стенок колонны	Отсутствует	Очень высокая	Отсут- ствует	Отсутствует

Разрушение цементного кольца вне зоны перфорации	Отсутствует	Отсутствует	Очень большое	Отсутствует
Риск изменения геометрии ЭК	Отсутствует	Высокий	Очень высокий	Отсутствует

Ударно-взрывные способы перфорации

Эти виды наиболее широко применяются и включают в себя: пулевую, кумулятивную перфорацию, к которой относится и ленточная. При этих способах обсадная колонна и цементный камень могут разрушаться не только в интервале перфорации, но и в интервалах перемычек, отделяющих продуктивные пласты от водоносных, что может привести к обводнению скважины.

Гидропескоструйная перфорация

Она не является точечной и в этом её преимущество, глубина формирования каверны достигает до 1 м и более, обсадная колонна остаётся работоспособной. Недостатком является дорогостоящее оборудование, и прихватоопасность при сбоях работы насосных агрегатов, возможность засорения гидромеханической насадки.

Гидромеханическая щелевая перфорация

Её достоинство: отсутствие ударного воздействия на эксплуатационную колонну, фугасного воздействия на цементный камень за эксплуатационной колонной. Недостатки это: малая глубина проникновения в пласт, создание длинных щелей особенно опасно в песконесущих скважинах.

Гидромеханический прокалывающий перфоратор

Гидромеханический прокалывающий перфоратор представляет собой устройство с клиновидными ножами. Гидромониторы расположены непосредственно в самих ножах, что позволяет размывать каверны уже за колонной.

Принцип работы ГПП

Принцип работы ГПП основывается на подаче в него жидкости по колонне насосно-компрессорных труб. (Таблица 2). На устье скважины создаётся рабочее давление, которое приводит в действие

механизм выдвижения рабочего инструмента в колонне. После прокола металла эксплуатационной колонны по нему прокачивается жидкость, а через форсунки производится намыв каверны.

Таблица 2

Параметры методов перфорации

Параметры	Прокалывающий перфоратор	Щелевая перфорация	Кумулятивная перфорация	Гидропескоструйная перфорация
Площадь вскрытия на 1 погонный метр	0,035–0,042	0,02–0,024	0,0053	0,0095
Глубина проникновения в пласт, м	0,5–1,5	0,5–1,0	0,15	0,4
Геометрия входного отверстия	Прямоугольник 16х50–20х80 мм	Щель шириной 10–12 мм	Отверстие диаметром до 23 мм	Отверстие диаметром до 12,5 мм
Фугасность	Отсутствует	Отсутствует	Очень высокая	Отсутствует
Смыкание стенок колонны	Отсутствует	Очень высокая	Отсутствует	Отсутствует
Разрушение цементного кольца вне зоны перфорации	Отсутствует	Отсутствует	Очень большое	Отсутствует
Риск изменения геометрии ЭК	Отсутствует	Высокий	Очень высокий	Отсутствует

Параметры перечисленных видов перфорации

Достоинства гидромеханической прокалывающей перфорации.

1. Позволяет эффективно производить вскрытие пласта на тех участках горизонтального ствола, которые имеют лучшие значения по проницаемости и нефтенасыщенности.
2. Не разрушает цементный камень за колонной, что исключает возможность заколонных перетоков.
3. Позволяет проводить обработку призабойной зоны и освоение скважины без подъёма компоновки.
4. Отсутствие взрывоопасных веществ.
5. Отсутствие ударного воздействия на эксплуатационную колонну.

Данный вид перфорации успешно был применен в ПАО «Удмуртнефть им В.И. Кудинова» на примере Котовского месторождения. Дебит скважины N составлял 0,33 т/сут нефти, на данный момент скважина даёт 2,60 т/сут.

Заключение

Таким образом, применение гидравлической прокалывающей перфорации создаёт максимально качественное гидродинамическое сообщение скважин с пластом. Увеличивает площадь вскрытия колонны по сравнению с другими видами перфорации. Позволяет сократить время и затраты на спуско-подъёмные операции, увеличивает межремонтный интервал, является альтернативой кумулятивной перфорации на НКТ.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. ООО НПО Гелион. Перфорация скважин. – URL: <https://gmpp.ru> (дата обращения: 1.04.2025).
2. Гидромеханическая прокалывающая перфорация Инновационные технологии нефтесервиса. – URL: <https://present5.com/gidromexanicheskaya-prokalyvayushhaya-perforaciya-innovacionnye-tehnologii-nefteservisa-znachenie/> (дата обращения: 1.04.2025).

3. Гидравлический прокалывающий перфоратор ГПП. – URL: <https://startng.ru/equipment/gpp/> (дата обращения: 3.04.2025).

4. Способ гидромеханической прокалывающей перфорации скважин на депрессии. – URL: https://yandex.ru/patents/doc/RU2612702C1_20170313?ysclid=m9dxytnit1625728815 (дата обращения: 3.04.2025).

5. Гидромеханический прокалывающий перфоратор и способы его работы. – URL: <https://patents.google.com/patent/RU2506414C1/ru> (дата обращения: 3.04.2025).

6. Методы перфорации и торпедирования скважин. – URL: <https://neftegaz.ru/tech-library/burenie/141570-metody-perforatsii-i-torpedirovaniya-skvazhin/> (дата обращения: 3.04.2025).

7. Гидромеханическая прокалывающая перфорация (ГММП). – URL: <https://www.perfokom.com/tehnologii/gidromehanicheskaya-prokalivayushhaya-perforatsiya-gmpp/> (дата обращения: 3.04.2025).

Сведения об авторах:

Д. Н. Бессмертных, студент 3 курса группы ОС-21.05.02.02-31 «Прикладная геология», Институт нефти и газа им. М.С. Гущериева, Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Удмуртский государственный университет», 426034, ул. Университетская, 1, г. Ижевск, Россия.

E-mail: bessmertnyh2003@gmail.com

С. А. Краснопорова, кандидат биологических наук, доцент, Институт нефти и газа им. М.С. Гущериева, Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Удмуртский государственный университет», 426034, ул. Университетская, 1, г. Ижевск, Россия.

E-mail: krasnoperova_sve@mail.ru

THE USE OF HYDROMECHANICAL PIERCING PERFORATION ON THE EXAMPLE OF THE KOTOVSKY DEPOSIT

D. N. Bessmertnykh, S. A. Krasnoperova

Annotation. Currently, many horizontal and obliquely directed wells are being drilled. So in 2010, their share in production drilling was 11 %, in 2020 it increased to 45 %, and by 2030 it will exceed 50 %. For their operation and oil production, high-quality perforation of the bottom-hole zone of the reservoir is necessary. Secondary opening of the reservoir is the creation of perforation channels after the casing is lowered and cemented. The available perforation methods do not give the desired effect of opening the formation, disrupt the geometry of the production column, and destroy the cement stone in the column space. All this is important for high-quality and successful further operation of the well. Thus, according to the previously listed indicators, the best values will be provided by the hydro-mechanical piercing perforation of wells.

Keywords: piercing perforation, horizontal and directional wells, production casing, perforation methods.

REFERENCES

1. NPO Helion LLC. Perforation of wells. Available at: <https://gmpp.ru> (Accessed: 1.04.2025). (In Russ.).
2. Hydromechanical piercing perforation. innovative oilfield service technologies. Value: Available at: <https://present5.com/gidromexanicheskaya-prokalyvayushhaya-perforaciya-innovacionnye-texnologii-nefteservisa-znachenie/> (Accessed: 1.04.2025) (In Russ.).
3. Hydromechanical piercing perforation HPP. Available at: <https://startng.ru/equipment/gpp/> (Accessed: 3.04.2025) (In Russ.).
4. A method of hydromechanical piercing perforation of wells in depressions. Available at: https://yandex.ru/patents/doc/RU2612702C1_20170313?ysclid=m9dxytnit1625728815 (Accessed: 3.04.2025) (In Russ.).

5. The hydromechanical piercing perforator and the ways of its operation. Available at:

<https://patents.google.com/patent/RU2506414C1/ru> (Accessed: 3.04.2025) (In Russ.).

6. Methods of perforation and torpedoing of wells. Available at: <https://neftegaz.ru/tech-library/burenie/141570-metody-perforatsii-i-torpedirovaniya-skvazhin/> (Accessed: 3.04.2025) (In Russ.).

7. Hydromechanical Piercing Perforation. Available at: <https://www.perfokom.com/tehnologii/gidromehanicheskaya-prokalivayushhaya-perforatsiya-gmpp/> (Accessed: 3.04.2025) (In Russ.).

АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРИЗАБОЙНУЮ ЗОНУ ПЛАСТА НА ПРИМЕРЕ ГРЕМИХИНСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

М. В. Каров, А. Г. Миловзоров

Аннотация. Одной из проблем нефтегазовой отрасли является сохранение и улучшение фильтрационных характеристик призабойной зоны пласта. Рациональная разработка нефтяных месторождений включает в себя применение различных методов воздействия на пласт и призабойную зону пласта (ПЗП), направленных на максимально эффективное и экономически рентабельное извлечение нефти. Исследование проводилось на примере верейско-башкирского объекта разработки Гремихинского нефтяного месторождения. Рассмотрены осложняющие разработку геологические условия выбранного объекта, проанализированы факторы (причины), снижающие фильтрационные характеристики ПЗП. Проведён анализ применяемых методов воздействия на ПЗП, на основе которого предложена более эффективная технология воздействия – гивпано-термокислотная обработка (ГТКО). Были выбраны 4 скважины-кандидата для проведения ГТКО. Произведён расчёт прогнозной технологической и экономической эффективности проекта, имеющий положительный результат.

Ключевые слова: призабойная зона пласта (ПЗП), анализ эффективности, геолого-технические мероприятия, воздействие на ПЗП, гивпано-термокислотная обработка, высокая вязкость, асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО), обводнённость.

Рациональная разработка нефтяных месторождений включает в себя применение различных методов воздействия на пласт и призабойную зону пласта (ПЗП) [1].

ПЗП – участок пласта, примыкающий к стволу скважины, в пределах которого в процессе добычи происходит наибольшее из-

менение давления ввиду увеличения гидродинамического сопротивления, связанного с изменением направления движения фильтрационных потоков, а также изменение фильтрационных характеристик продуктивного пласта в период строительства, эксплуатации или ремонта скважины [2].

Состояние ПЗП играет главную роль, поскольку именно она подвержена наиболее интенсивному влиянию различных процессов, происходящих при строительстве, эксплуатации и ремонте скважин, которые приводят к изменению её фильтрационных характеристик в худшую сторону. В связи с этим и возникает необходимость воздействия на ПЗП для устранения различных проблем.

Месторождение характеризуется сложным строением залежей как по разрезу, так и по площади, а также большой протяженностью.

Пласты имеют высокую расчленённость (16,6) и неоднородны по разрезу, что подтверждено данными лабораторных исследований скважин, результатами интерпретации ГИС и данными эксплуатации скважин, вследствие чего пласты характеризуется отличными фильтрационно-емкостными свойствами и отделены друг от друга выше- и нижележащих непроницаемыми плотными перемычками.

По данным гидродинамических исследований скважин (ГДИС) на текущий момент разработки пласты имеют пониженную и ультранизкую продуктивность (3,073 т/(сут·МПа) на башкирских отложениях и 0,499 т/(сут·МПа) на верейских).

Нефть башкирских отложений Гремихинского месторождения характеризуется очень высоким значением динамической вязкости 149,6 мПа·с, что заметно отличает её от нефтей других объектов месторождения и является одним из существенных факторов, осложняющих вытеснение нефти из горной породы.

По содержанию смол и парафинов нефть верейско-башкирского объекта является высокосмолистой (23,9 % смол – верейские отложения, 22,08 % – башкирские отложения) и парафанистой (3,75 % – верейские отложения, 3,39 % – башкирские отложения).

Температура пласта считается низкой и составляет 28,5°C. Данные условия приводят к сложностям при фильтрации таких нефтей и образованию АСПО [1].

Как было сказано выше, к основным причинам, снижающим фильтрационные характеристики ПЗП, относятся процессы, происходящие при бурении, эксплуатации и ремонте скважин.

При бурении, например, возможно проникновение в ПЗП бурового раствора или его фильтрата. При ремонте возможно проникновение технологических жидкостей (промывочной и жидкости глушения). Но главным фактором наряду с вышеперечисленными являются на верейско-башкирском объекте являются процессы, происходящие при эксплуатации, а именно отложения асфальтосмолопарафиновых веществ (АСПВ) при нарушении термобарического равновесия в пласте [3] (закачка холодной воды, снижение давления ниже давления насыщения нефти газом). Вдобавок этому способствуют низкие температуры пласта (28,5 °C) и значительное содержание АСПВ в нефти. Нефть верейско-башкирских отложений высокосмолистая и парафинистая. АСПО кольматируют поровое пространство коллекторов, снижая проницаемость. При этом АСПО вызывают дополнительную гидрофобизацию коллектора, особенно в низкопроницаемых нефтенасыщенных застойных зонах, что затрудняет процесс вытеснения нефти водой.

На рисунках 1,2 приведены диаграммы эффективности программы геолого-технических мероприятий (ГТМ) башкирских и верейских отложений.

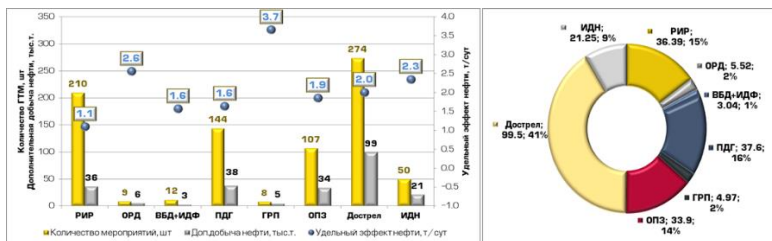


Рис. 1. Эффективность программы ГТМ 2015–2019 гг. Верейско-башкирский объект, башкирские отложения.

Распределение дополнительной добычи нефти по видам ГТМ

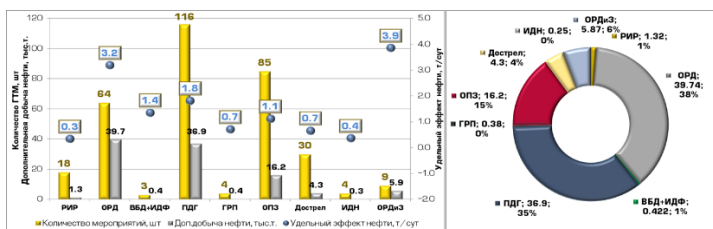


Рис. 2. Эффективность программы ГТМ 2015–2019 гг. Верейско-башкирский объект, верейские отложения. Распределение дополнительной добычи нефти по видам ГТМ

Анализируя диаграммы, можно заключить, что на верейских отложениях (рис. 2) методы, относящиеся к воздействию на ПЗП, оказались нераспространёнными и неэффективными ввиду перевода верейских пластов на башкирские, поэтому наблюдается малое количество их применения, низкая дополнительная добыча нефти и удельный эффект.

На башкирских отложениях – основном объекте разработки – наиболее распространёнными методами воздействия на ПЗП оказались обработки призабойных зон (ОПЗ), перфорационные работы и ремонтно-изоляционные работы. Наименее эффективными методами оказались РИР (малая удельная эффективность и дополнительная добыча при значительном количестве применения). ГРП так же не принёс заметного результата по дополнительной добыче нефти за 5 лет (период с 2015 по 2019) ввиду малого применения на объекте и недавнего введения ГРП с 2018 г, однако данный вид

воздействия может иметь хороший потенциал, поскольку удельная эффективность ГРП больше, чем у других методов воздействия на ПЗП (2,2 т/сут.отр.). Значительный эффект принесли ОПЗ и перфорационные работы. Удельные эффекты ОПЗ и перфорационных работ схожи, однако ОПЗ уступают перфорационным работам по дополнительно добытой нефти по причине меньшего количества проведённых мероприятий, поэтому в целом ОПЗ и перфорационные работы имеют похожую эффективность. Причём распространены и эффективны дострелы с последующей поинтервальной соляно-кислотной обработкой (ДПСКО).

Однако перечисленные методы не полностью охватывают все проблемы. Распространённые ДПСКО не решают проблему АСПО. Ввиду сложного геологического строения (высокая расчленённость – 16,6 и неоднородность ФЕС по разрезу), высокого содержания АСПВ в нефти, высокой динамической вязкости (142,2 мПа*с), наличия высокопроницаемых промытых зон и низкопроницаемых застойных зон нефти, высокой обводнённости продукции (более 90 %) требуется комплексное непрерывное воздействие, которое было бы направлено на одновременное устранение всех осложнений, вследствие чего методы воздействия на ПЗП по отдельности оказывают возможно более низкий эффект, имеют меньшую успешность, чем могли бы обладать при комбинированном влиянии на ПЗП. И для повышения эффективности применяемых методов подходит технология гивпано-термокислотной обработки (ГТКО).

В статье [4] говорится о том, что по мере увеличения срока эксплуатации скважин на месторождениях, в которых применяются системы поддержания пластового давления, вследствие неоднородности карбонатного коллектора появляются промытые водой каналы фильтрации, что является причиной роста обводнённости добываемой продукции. За счет того, что данные каналы фильтрации обладают высокой проницаемостью кислоты при солянокислотных обработках, термо-пенокислотных обработках, пенокислотных обработках преимущественно проникает именно в них, оставляя неохваченными кислотным воздействием нефтенасыщенные интервалы пласта.

При высоких значениях обводненности, как показал анализ проведенных обработок в статье [4], наиболее эффективным методом кислотного воздействия является глинонокислотная обработка, эффективность данного метода в высокообводненных скважинах объясняется тем, что при данных обработках создается изоляция промытых водой фильтрационных каналов и отклонение кислоты в нефтенасыщенные интервалы пласта, за счет чего достигается ограничение отбора попутно добываемой пластовой воды и увеличение дебита нефти.

Данный метод эффективен при высоких значениях обводнённости добываемой продукции более 50 %, а в условиях низкой обводненности добываемой продукции (не более 40 %) предпочтительными методами кислотного воздействия остаются соляно-кислотные, термо-пенокислотные и пенокислотные обработки.

Однако в работе [5] сказано, что эффективность применения глинокислотных обработок снижается в случае обработки гидрофобизированной поверхности пор карбонатных коллекторов.

Карбонатные матрицы поровой части коллектора обычно обладают гидрофобной поверхностью и смочены нефтью. При незначительном снижении температуры и давления ниже давления насыщения в гидрофобизированных матрицах пласта начинается процесс разгазирования нефти. Выделяющийся газ в свободной фазе влияет на состав остаточной нефти, в ней увеличивается концентрация тяжелых углеводородов, что приводит к выпадению АСПО, увеличению плотности, вязкости нефти и росту толщины граничных гидрофобных слоев на стенках поровых каналов, что дополнительно усиливает гидрофобизацию поверхности порового пространства. [5; 6; 7].

Такие граничные слои состоят из высокомолекулярных соединений нефти, которые обладают сильными адсорбционными свойствами. По мере возрастания толщины граничного слоя происходит затухание скорости фильтрации в пористой среде [6].

Таким образом, для эффективного комплексного воздействия на ПЗП с учётом всех перечисленных осложнений верейско-башкирского объекта Гремихинского месторождения подходит техно-

логия гивпано-термокислотной обработки (ГТКО), сущность которой заключается в изоляции обводненных пропластков полимером с последующей термокислотной обработкой нефтенасыщенной части. Высокая температура способствует разрушению гидрофобных слоев на поверхности пор, что улучшает реакцию соляной кислоты с породой.

В сущности ГТКО заложены две последовательные стадии: сначала производится воздействие полимером (гивпаном) на высокопроницаемые обводненные пропластки – ограничение водопритока, а затем термокислотное воздействие на низкопроницаемую поровую нефтенасыщенную часть карбонатного коллектора [6; 8; 9]. На рисунке 3 показаны направления фильтрационных потоков до и после ГТКО.



Рис. 3. Схема движения фильтрационных потоков в трещиновато-пористом карбонатном пласте до и после ГТКО:
 1 – поровая нефтенасыщенная часть пласта; 2 – трещина;
 3 – скоагулировавшийся полимер (гивпан)

Фаза термокислотной обработки происходит эффективнее, так как гивпан отклоняет кислоту в низкопроницаемые зоны. Горячая соляная кислота разрушает гидрофобизированную поверхность из высокомолекулярных углеводородов, способствуя в дальнейшем лучшему вытеснению нефти водой. Кроме того, при дальнейшей закачки холодной соляной кислоты увеличивается площадь контакта с породой из-за разрушения этих слоёв.

Технология следующая: в скважину последовательно закачиваются: расчетный объем хлористого кальция, буфер пресной воды в объеме от 0,2 до 0,5 м³, расчетный объем гивпана, затем буфер пресной воды в объеме от 0,2 до 0,5 м³ и расчётный объем соляной

кислоты для реакции с магнием. В завершающей стадии производится продажа закачанных реагентов в ПЗП пластовой водой и выдержка 12–16 ч.

В итоге происходит требуемое комбинированное воздействие: термическое, химическое и селективное.

Прогноз эффективности предлагаемой технологии осуществлялся на основании рассчитанных эффектов на подобранных скважинах-кандидатах для ГТКО (в таблице 1 приведены результаты технологической эффективности ГТКО).

Исходя из полученных результатов (Таблица 1), можно заключить, что применение ГТКО на выбранных скважинах имеет довольно значительную технологическую эффективность. Воздействие на ПЗП предложенным методом приводит к приросту дебита по нефти с одновременным снижением обводнённости продукции благодаря блокированию высокопроницаемых каналов скоагулировавшимся полимером и непрерывно следующей за этой стадией термокислотной обработки. В результате добываемой воды из скважин-кандидатов становится меньше и, следовательно, прирост дебита по жидкости имеет отрицательное значение, в чём и заключается сущность гивпано-термокислотного воздействия.

Таблица 1

Результаты расчёта технологической эффективности ГТКО

Параметр		Скв. 1	Скв. 2	Скв. 3	Скв. 4	Итого
До ГТКО	Qн, т/сут	1,651	8,934	8,562	1,088	20,235
	Qв, т/сут	80,899	169,746	44,951	20,672	316,268
	Qж, т/сут	82,55	178,68	53,513	21,76	336,503
	Кпрод, т/(сут*атм)	0,013	0,084	0,07	0,009	—
	W, %	98	95	84	95	—
После ГТКО	Qн, т/сут	2,582	13,669	14,783	1,813	32,847
	Qв, т/сут	11,762	51,421	34,494	6,82	104,497
	Qж, т/сут	14,344	65,09	49,277	8,633	137,344
	Кпрод, т/(сут*атм)	0,021	0,129	0,121	0,015	—
	W', %	82	79	70	79	—
Прирост дебита	По нефти, т/сут	0,931	4,735	6,221	0,725	12,612
	По жидкости, т/сут	-68,206	-113,59	-4,236	-13,127	-199,159
	По воде, т/сут	-69,137	-118,325	-10,457	-13,852	-211,771
Дополнительная добыча	Нефти, т	237	1207	1586	185	3215
	Жидкости, т	-17393	-28965	-1080	-3347	-50785
	Воды, т	-17630	-30173	-2667	-3532	-54002

Таблица 2

Технико-экономические показатели проекта

Показатели	Ед. изм.	Значение
Дополнительная добыча жидкости:	т	- 50 785
в т.ч. дополнительная добыча нефти	т	3 215
Эксплуатационные затраты	руб.	1 507 445
Выручка от реализации	руб.	89 569 900
Чистая прибыль	руб.	45 190 097
Доход государства	руб.	42 872 356

Таким образом, суммарная дополнительная добыча нефти за 8,5 месяцев четырёх скважин после ГТКО составила 3215 т, суммарное снижение добычи жидкости произошло на 50785 т, а воды – на 54002 т.

Экономическая эффективность проекта приведена в таблицах 2, 3.

Таблица 3

Снижение эксплуатационных затрат

Эксплуатационные затраты	Значение, руб.	Итого, руб.
Извлечение дополнительной жидкости	-1 366 117	1 507 445
Сбор и транспортировка дополнительной жидкости	-55 864	
Технологическая подготовка дополнительной жидкости	151 427	
Закачка в пласт жидкости (ППД)	-1 222 001	
Проведение ГТКО (4 обработки)	4000000	

В результате проведения ГТКО на четырёх скважинах-кандидатах верейско-башкирского объекта Гремихинского месторождения (Таблица 2, 3) дополнительно планируется получить 3215 тонн нефти и снизить добычу жидкости на 50785 тонн, а воды – на 54002 тонны. При этом чистая прибыль составит 45190097 руб. Высокое значение чистой прибыли объясняется совокупным технологическим эффектом от дополнительной добычи нефти и одновременного снижения добычи попутной воды, в результате чего итоговая величина эксплуатационных затрат имеет более низкое значение, так как

некоторые составляющие этой величины получаются отрицательными, а именно: энергетические затраты на извлечение дополнительной жидкости, затраты на сбор и транспортировку дополнительно добытой жидкости, а также затраты на закачку жидкости в пласт.

Таким образом, были рассмотрены геологические особенности верейско-башкирского объекта Гремихинского нефтяного месторождения, выявлены осложняющие разработку условия, а также факторы (причины), снижающие фильтрационные характеристики ПЗП. В связи с этим был проведён анализ применяемых методов воздействия на ПЗП, на основе которого предложена более эффективная технология воздействия – гивпано-термокислотная обработка. Экономическая эффективность проекта наряду с технологической позволяет судить о правильности предложенного решения, дающего значительный положительный результат.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Дополнение к технологическому проекту разработки Гремихинского нефтяного месторождения Удмуртской Республики. – Ижевск, 2020 г.
2. Подземная гидромеханика: учебно-методическое пособие / сост. С. Ю. Борхович, И. В. Пчельников, С.Б. Колесова. – Ижевск: Издательский центр «Удмуртский университет», 2017. – 176 с.
3. Салимов А. А. Анализ эффективности методов борьбы с парафиноотложениями на скважинах Ванкорского месторождения // Сибирский федеральный университет // Молодая нефть: сб. статей Всерос. молодежной науч.-техн. конф. нефтегазовой отрасли. – 2015. – С. 123–128.
4. Кузьмин Д. А. Прогноз применимости соляно-кислотных обработок / Д. А. Кузьмин, А. В. Лысенков. – Текст : непосредственный // Молодой ученый. – 2018. – № 17 (203). – С. 61–64.
5. Карпов А. А. Повышение эффективности кислотных обработок высокообводненных скважин в трещиновато-поровых карбо-

натных коллекторах: автореферат дисс. ... канд. техн. наук./ А. А. Карпов. – Уфа: УГНТУ, 2005. – 134 с.

6. Лысенков А. В. Повышение эффективности комбинированного солянокислотного воздействия при разработке обводненных карбонатных коллекторов : специальность 25.00.17 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» : дисс. ... канд. техн. наук / Лысенков Алексей Владимирович. – Уфа, 2009. – 154 с.

7. Тухтеев Р. М. Интенсификация добычи нефти из карбонатных коллекторов / Р. М. Тухтеев, Ю. В. Антипин, А. А. Карпов // Нефтяное хозяйство. – 2002. – № 4. – С. 68–70.

8. О перспективе применения солянокислотных обработок скважин на поздней стадии разработки / Р. Н. Якубов, Ю. В. Антипин, А. В. Лысенков, А. В. Чеботарев. – 2012. – Т. 10, № 2. – С. 22–27.

9. К вопросу выбора технологии кислотного воздействия для интенсификации добычи нефти / Ю. В. Зейгман, А. В. Лысенков, В. В. Мухаметшин и др. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2017. – № 6. – С. 44–50.

Сведения об авторах:

М. В. Каров, студент 2 курса магистратуры, Институт нефти и газа им. М.С. Гучериева, Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Удмуртский государственный университет», 426034, ул. Университетская, 1, г. Ижевск, Россия.

E-mail: karov.m@bk.ru

А. Г. Миловзоров, к.т.н., доцент кафедры РЭНГМ им. В.И. Кудинова, Институт нефти и газа им. М.С. Гучериева, Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Удмуртский государственный университет», 426034, ул. Университетская, 1, г. Ижевск, Россия.

E-mail: milovzorov_ag@udsu.ru

ANALYSIS OF THE APPLICATION OF IMPACT METHODS ON THE BOTTOM-HOLE ZONE OF THE RESERVOIR USING THE EXAMPLE OF THE GREMIKHINSKY OIL FIELD

M. V. Karov, A. G. Milovzorov

Annotation. One of the problems of the oil and gas industry is the preservation and improvement of the filtration characteristics of the bottom-hole zone of the reservoir. The rational development of oil fields includes the use of various methods of impact on the reservoir and the bottom-hole zone of the reservoir (FRP), aimed at the most efficient and economically cost-effective oil extraction. The study was conducted using the example of the Vereysko-Bashkir facility for the development of the Gremikhinsky oil field. The geological conditions of the selected object, which complicate the development, are considered, and the factors (causes) that reduce the filtration characteristics of the manhole cover are analyzed. An analysis of the applied methods of exposure to MANPADS has been carried out, on the basis of which a more effective treatment technology has been proposed – givpano-thermoacid treatment (GTCO). 4 candidate wells were selected for the TRP. The projected technological and economic efficiency of the project has been calculated, which has a positive result.

Keywords: bottom-hole formation zone (AFZ), efficiency analysis, geological and technical measures, impact on AFZ, hypo-thermal acid treatment, high viscosity, asphalt-resin-paraffin deposits (AFS), waterlogging.

REFERENCES

1. Supplement to the technological project for the development of the Gremikhinsky oil field of the Udmurt Republic / Izhevsk, 2020.
2. Underground hydromechanics: An educational and methodical manual / comp. S. Y. Borkhovich, I.V. Pchel'nikov, S.B. Kolesova. Izhevsk: Udmurt University Publishing Center, 2017. 176 p.
3. Salimov A. A. Analysis of the effectiveness of methods for combating paraffin deposits in wells of the Vankorskoye field // Siberian

Federal University // Molodaya Neft: collection of articles by All Russian. Youth Scientific and Technical Center Oil and Gas Industry Conference. - 2015. – Pp. 123–128.

4. Kuzmin, D. A. Forecast of the applicability of hydrochloric acid treatments / D. A. Kuzmin, A.V. Lysenkov. – Text: direct // Young scientist. – 2018. – № 17 (203). – Pp. 61–64.

5. Karpov A. A. Improving the efficiency of acid treatments of highly watered wells in fractured-pore carbonate reservoirs: abstract of the dissertation of the Candidate of Technical Sciences/ A.A. Karpov. Ufa: USNTU, 2005. – 134 p.

6. Lysenkov A. V. Improving the efficiency of combined hydrochloric acid exposure in the development of flooded carbonate reservoirs : specialty 25.00.17 "Development and operation of oil and gas fields" : diss. ... Candidate of Technical Sciences / Lysenkov, Alexey Vladimirovich. Ufa, 2009. – 154 p.;

7. Tukhteev P. M. Intensification of oil production from carbonate reservoirs/ P.M. Tukhteev, Yu.V. Antipin, A.A. Karpov //Oil industry. – 2002. – № 4. – Pp. 68–70.

8. On the prospect of using hydrochloric acid treatments of wells at a late stage of development / R. N. Yakubov, Yu. V. Antipin, A. V. Lysenkov, A.V. Chebotarev. – 2012. – Vol. 10, No. 2. – Pp. 22–27.

9. On the choice of acid treatment technology for the intensification of oil production / Yu.V. Zeigman, A.V. Lysenkov, V. V. Mukhametshin and others // Geology, geophysics and development of oil and gas fields. – 2017. – No. 6. – Pp. 44–50.

СЕКЦИЯ 2
БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ КРЕПЛЕНИЯ СКВАЖИН НА ЗАПАДНО-ХОСЕДАЮСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

О. В. Никитина, Д. А. Ермаков, Т. А. Ардашева

Аннотация. Скважины Западно-Хоседаюского месторождения имени Д. Садецкого проектируются с целью эксплуатации продуктивных пластов верхнего девона. Проектный горизонт – фаменский ярус. Проектная глубина скважин по вертикали – 3110 м. По результатам разведочного бурения и опробования рифогенных карбонатов франского возраста открыта залежь нефти. Залежь массивная, сводовая, коллекторами служат кавернозные трещиноватые и поровые известняки франского яруса верхнего девона. Объектом нашего исследования является технология крепления скважин.

Цель работы – провести анализ эффективности и пути повышение качества цементирование скважин на Западно-Хоседаюском месторождении. Провести анализ технических средств, которые могут повысить качество цементирование скважин.

При изучении геологии месторождения и других исходных данных выполнены расчеты профиля ствола скважины, выбран способ бурения, а также типомодели долот и режимы бурения, выбраны буровые растворы и их параметры для каждого интервала, определены меры по предупреждению аварий и осложнений в процессе строительства скважины, сделаны расчеты для крепления, подобраны тампонажные материалы.

Ключевые слова: цементирование обсадных колонн, тампонажный раствор, цементный раствор, буферная жидкость, буровой раствор, обсадная колонна.

В области цементирования скважин постоянно появляются новые технологии и подходы, направленные на повышение эффективности и надёжности процесса [1].

Наша задача найти возможные решения наиболее распространенных осложнений и аварий, которые возникают при цементировании скважины традиционными способами и технологиями. Для дальнейшего улучшения качества цементирования необходимо совершенствовать как технологию цементировочных работ, так и рецептуру растворов. Кроме того, следует обратить внимание на создание герметичной крепи обсадной колонны и сохранение ее с помощью применения щадящих методов вторичного вскрытия.

При выполнении операций по цементированию обсадных колон Ø168 мм на скважинах Западно-Хоседаюского месторождения в интервале цементного раствора нормальной плотности применялся цемент марки РТМ-75ПВ.

Бурение на кустовых площадках облегченной конструкции скважин, обсадная колонна Ø 168/178мм цементировалась цементом марки ПТЦ-I-G-СС, так как в продуктивные пласты спускается хвостовик 114 мм.

Средний коэффициент контакта цемент колонна по колоннам Ø168 мм с использованием цемента РТМ-75ПВ составил 0,9.

Средний коэффициент контакта цемент колонна по колоннам Ø168 мм с использованием цемента ПТЦ-G-СС-1 составил 0,8.

Основной проблемой по цементированию ОК168/178мм на Западно-Хоседаюском месторождении является поглощение цементного раствора во время его продавки. На промежуточных колоннах данное осложнение достигает 41 %.

Во время цементирования Э.К. 168мм скважины № 1 получили полную потерю циркуляции при продавке цементного раствора, программное обеспечение, используемое для симуляции процесса цементирования, не указывало на возможность гидроразрыва во время продавки. Коэффициент качества в интервале ОЦР-0,65, в интервале ЦР-0,8.

Произвели цементирование Э.К. 168мм скважины № 2, рецептура цементных растворов не менялась в связи с положительным результатом цементирования предыдущих скважин. Во время спуска О.К. 168мм и промывки на забое произошло поглощение БР.

При продавке на 37 м^3 полная потеря циркуляции. Коэффициент качества в интервале ОЦР-0,47; в интервале ЦР-0,80.

Произвели цементирование Э.К. 168мм скважины № 3. При продавке на 40 м^3 частичная потеря циркуляции, с 42 м^3 полная потеря циркуляции. Коэффициент качества в интервале ОЦР-0,65; в интервале ЦР-0,77.

Оценка качества цементирования, исходя из рассчитанного общего коэффициента качества цементирования, осуществляется по следующей шкале:

$2 K > 0,8$ – хорошее;

$0,8 K > 0,63$ – удовлетворительное;

$0,63 K > 0,2$ – плохое;

$0,2 K > 0$ – очень плохое.

Контроль цементирования затрубного пространства акустическим методом основан на измерении амплитуды преломлённой продольной волны, распространяющейся по обсадной колонне, и регистрации времени распространения упругих колебаний.

Метод АКЦ позволяет [1; 2]:

- 1) установить высоту подъёма цемента;
- 2) выявить наличие или отсутствие цемента за колонной;
- 3) определить наличие каналов, трещин, каверн в цементном камне;
- 4) изучить степень сцепления цемента с колонной и породами.

Надёжность определения качества цементирования обсадных колонн повышается, если одновременно с записью кривых акустическим цементометром фотографировать волновые картины, получаемые этим цементометром.

Качество цементирования по волновым картинам оценивается по следующему признаку – не зацементированная колонна на волновой картине отмечается мощным долго не затухающим сигналом трубных волн.

Период работ в 2024 г		Показатель качества цементирования обсадных колонн в интервале «забой – башмак предыдущей колонны»		
		Козф. качества кондукторов 324/245 мм.	Козф. качества тех. колонн 168/178 мм	Козф. качества хвостовик 114 мм
№скв	1	0,87	0,88	0,9
№скв	2	0,83	0,86	0,98
№скв	3	0,77	0,76	0,96

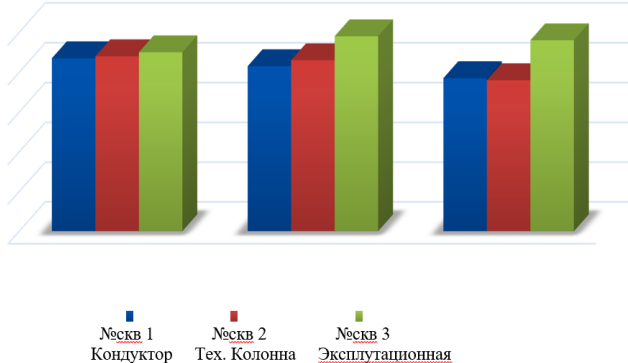


Рис. 1. Показатель коэффициента качества цементирования обсадных колонн в интервале «забой – башмак предыдущей колонны»



Рис. 2. Показатель коэффициента качества цементирования обсадных колонн в интервале «забой – башмак предыдущей колонны» (данные АКЦ по колоннам 168/178 мм в 2024 г.)

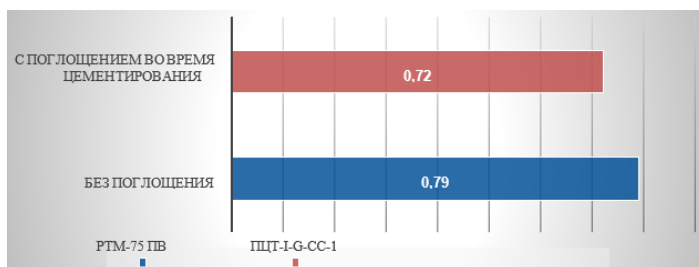


Рис. 3. Показатель коэффициента качества цементирования обсадных колонн в интервале «забой – башмак предыдущей колонны» (данные АКЦ по колоннам 168/178 мм в 2024 г.)

Для сравнения данных АКЦ по трем колоннам 168/178мм в 2024 году с плохим качеством цементирования при использовании разных цемента мы исследовали скважины № 1, 2, 3.

Изучая материалы, полученную АКЦ на различных интервалах, мы имеем следующую статистику качества цементирования, которая представлена в Таблицах 1, 2, 3.

Анализ статистики качества цементирования позволяет нам делать вывод, что во время цементирования ОК168 и ОК 178мм происходит поглощение цементного раствора, что приводит к не доподъему цемента до устья, башмак предыдущей ОК 245мм остается оголенным (не перекрытым до устья), в следствие чего происходит НЕГЕРМЕТИЧНОСТЬ МКП245/168ММ-178ММ.

Таблица 1

Статистика скважины № 1 в интервале глубин, м:0-2301,6м

Контакт цемент-колонна	Контакт цемент-порода	Мощность, м	Статистика, %
Отсутствует	Неопределенный	484,6	21,05
Частичный	Частичный	960,4	41,73
Сплошной	Сплошной	856,6	37,22

Таблица 2

Статистика скважины № 2 в интервале глубин, м: 0-2301,6м

Контакт цемент-колонна	Контакт цемент-порода	Мощность, м	Статистика, %
Отсутствует	Неопределенный	484,6	21,05
Частичный	Частичный	960,4	41,73
Сплошной	Сплошной	856,6	37,22

Таблица 3

Статистика скважины № 3в интервале глубин, м: 0-1587,6м

Контакт цемент-колонна	Контакт цемент-порода	Мощность, м	Статистика, %
Отсутствует	Отсутствует	7,3	0,3
Сплошной	Сплошной	573,8	26,3
Частичный	Частичный	1006,5	46,1

Для предотвращения возможных утечек цементного раствора в процессе цементирования в проницаемые пласты или через дефекты в стенках скважины, что приводит к снижению объёма и качества цементного камня в необходимых зонах, для улучшения качества цементирования было предложено перейти на рецептуры «ОЦР» плотность – $1,62 \text{ г/см}^3$, «ЦР» – $1,9 \text{ г/см}^3$, а также рекомендована глубина бурения до содержания известняков в породе 10–20 %.

Проведённые данные мероприятия для борьбы с осложнением во время цементирования связанное с поглощением цементного раствора во время его продавки позволило значительно улучшить качество цементирования.

Дальнейшее сравнение ЭЦП при разных плотностях облегченного цементного раствора на Западно-Хоседаюском месторождении (рис. 4) показало, что максимальное давление на продавке 399 атм. Тогда как давление гидроразрыва пласта 430 атм. Следовательно, запас по давлению составил 31 атм. (6 % запаса).



Рис. 4. Сравнение ЭЦП при разных плотностях облегченного цементного раствора (плотность $1,62 \text{ г/см}^3$ на основе ПЦТ-I-G-CC-1)

Сравнение ЭЦП при плотности $1,55 \text{ г/см}^3$ облегченного цементного раствора на Западно- Хоседаюском месторождении (рис. 5) показало, что максимальное давление на продавке 373 атм . Давление гидроразрыва пласта то же 430 атм . Следовательно, запас по давлению составил 57 атм . (13% запаса).

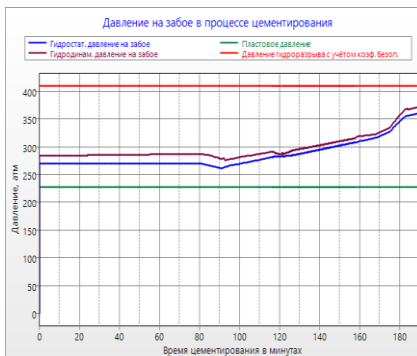
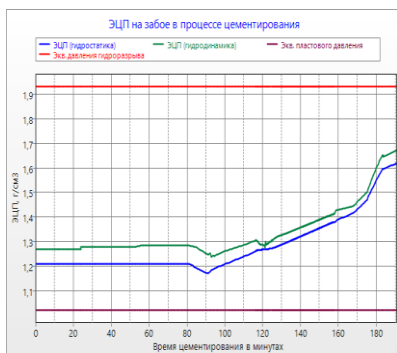


Рис. 5. Сравнение ЭЦП при разных плотностях облегченного цементного раствора (плотность $1,55 \text{ г/см}^3$ на основе ПЦТ-I-G-CC-1)

Сравнение ЭЦП при плотности $1,55 \text{ г/см}^3$ облегченного цементного раствора на Западно- Хоседаюском месторождении (рис. 5) показало, что максимальное давление на продавке 373 атм . Давле-

ние гидроразрыва пласта то же 430 атм. Следовательно, запас по давлению составил 57 атм. (13 % запаса).

Сравнение ЭЦП при плотности $1,50 \text{ г/см}^3$ облегченного цементного раствора на Западно-Хоседаюском месторождении (рис. 6) показало, что максимальное давление на продавке 373 атм. Давление гидроразрыва пласта то же 430 атм. Следовательно, запас по давлению составил 62 атм. (15 % запаса).

Исходя из этого, для улучшения данных качества цементирования, было принято решение провести цементирование следующей колонны 168 мм со снижением гидростатического давления путем снижения плотности цементного раствора на скважине № 1. Для предотвращения поглощений во время цементирования обсадной колонны 168/178 мм, было выполнена работа на скважине №1 с применением «ОЦР» плотность $1,50\text{-}1,60 \text{ г/см}^3$, «ЦР» $1,9 \text{ г/см}^3$ при выполнении работ по данным АКЦ поглощение во время продавки цементного раствора не наблюдалось.

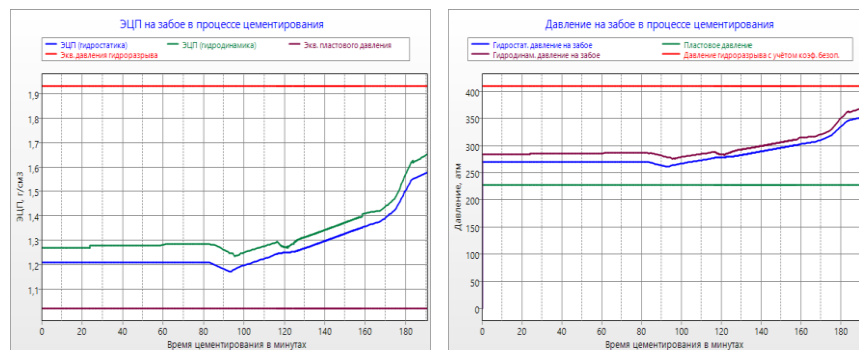


Рис. 6. Сравнение ЭЦП при разных плотностях облегченного цементного раствора (плотность $1,55 \text{ г/см}^3$ на основе ПЦТ-I-G-CC-1)

АКЦ скважины № 1 с хорошим качеством цементирования обсадных колонн (надёжное сцепление цементного камня с породой и колонной) в низкоскоростном разрезе отмечается на волновой картине весьма малой амплитудой. Типы волн в этом случае отчетливо разделяются по времени их вступления. Если амплитуда волны

по колонне меньше критической величины, выше которой контакт цементного камня с колонной считается неполным, а амплитуда волны по породе, то затрубное пространство является герметичным.

При записи АК-ВС уровень жидкости в скважине отмечается на глубине 15 м. Данные АК-ВС в интервале 0–15 м искажены постоянным доливом жидкости в скважину.

При записи ЦМ уровень жидкости в скважине 25,5 м, до уровня жидкости цемент за технической колонной присутствует. Расчётная плотность цемента без учёта плотности пород изменяется от 1,50 до 1,9 г/см³. Толщина стенок технической колонны 8,9–9,2 мм.

На основе статистических данных проанализированы недостатки и достижения в процессе цементирования и укрепления промежуточных обсадных колонн 168 мм, а также требования к применяемому тампонажному раствору.

Разработаны собственные конкретные рекомендации по укреплению слоев для улучшения качества цементирования, в которых следует учитывать следующее:

- снижение гидродинамического давления во время цементирования;
- использование облегченного цементного раствора;
- использование буферных жидкостей;
- обеспечить контакт цементного камня с колонной и породой;
- качественная сепарация по результатам замеров на АКЦ-1, оценка плотности цементного камня.

Отказ от цементного раствора плотности 1,65 г/см³ и применение цементного раствора плотностью 1,50–1,55 г/см³, применяемая практика при цементировании промежуточных колонн позволяет сократить время строительства скважины в среднем до 1,088 сут., повысить коммерческую скорость строительства скважины в среднем на 22–25 %, сократить затраты на повторное цементирование, повторную перезапись АКЦ.

Основные аспекты эффективности:

1. Дополнительные работы по цементированию межколонного пространства ОК245/168 мм. Это позволяет сократить затраты, что

сказывается на экономической эффективности процесса строительства скважины. Это позволяет повысить производительность работ и сократить время выполнения проекта.

2. Затраты на цемент и применяемые химические реагенты используемые в процессе цементирования.

3. Снижение дополнительных операционных рисков повторной работы тампонажной техники и работы геофизической партии для повторной перезаписи АКЦ: помогает предотвратить простои и аварийные ситуации, связанные с неблагоприятными погодными условиями. Это снижает операционные риски и обеспечивает более стабильное выполнение работ.

4. Экономическая выгода: в целом, эффективность качества цементирования проявляется через увеличение экономической выгоды процесса строительства скважины за счет снижения повторных выполнений работ и затрат, увеличения производительности и сокращения времени на выполнение работ, высокой эффективностью, способствуя оптимизации строительства скважины и повышению результативности проекта.

Сравнительный анализ строительства скважин на месторождении позволяет выявить экономию времени в среднем в 1,088 сут.

Исключая время на повторное цементирование и другие дополнительные операции на примере сравнения скважин можно увидеть экономию времени. Оптимизация процесса строительства скважины происходит за счет того, что:

1. Нет необходимости повторно нанимать технику и персонал для встречного цементирования и ОЗЦ. Тем самым экономя время на трудоемкости рабочих.

2. Экономится ресурс техники.

3. Не требуются дополнительные затраты на закупку цемента и применяемых химических реагентов для цементирования промежуточной колонны.

4. Нет необходимости работы геофизической партии для повторной перезаписи АКЦ.

5. Не простаивает буровая бригада.

Исходя из проведенного сравнительного анализа можно сделать вывод о высокой эффективности применения облегченного цементного раствора интервале 0–1600 м плотностью 1,50–1,55 г/см³, а тяжелого цементного раствора плотностью 1,90 г/см³ интервале 1800–2215 м. А так же, является эффективным решением для обеспечения улучшения и экономической выгоды процесса строительства скважины, позволяет оптимизировать работу на месторождении и повысить эффективность добычи углеводородов в будущем.

В результате расчетов, получили, что использование применения облегченного цементного раствора интервале 0–1800 м плотностью 1,50–1,55 г/см³, а тяжелого цементного раствора плотностью 1,90 г/см³ интервале 1800–2215 м на данном месторождении имеет положительную экономическую эффективность с чистой приведенной прибылью в размере 2 819 678 руб.

Таким образом, для повышения качества цементирования скважин на Западно-Хоседаюском месторождении в результате исследования геологического строения разреза, выбора метода бурения скважины, разработки рациональных параметров режима бурения, разработки технологии проводки и цементирования ствола скважины и технологических операций, а также анализа вышеизложенного материала определены интервалы цементирования и их назначение, типы применяемого цементного раствора и его параметры. Цементирование обсадной колонны методом снижения гидростатического давления может быть рекомендовано для строительства подобных скважин на Западно-Хоседаюском месторождении.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. В 5 томах. Т. 1 : учебник для студентов вузов / С. В. Сенюшкин, А. Н. Попов, С. А. Оганов [и др.] ; под редакцией В. П. Овчинникова. – 2-е изд. – Тюмень : Тюменский индустриальный университет, 2017. – 576 с.
2. Крепление нефтяных и газовых скважин: метод. указ. к курс. проект. / Сост. В. В. Живаева, Г. С. Мозговой. – Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2017. – 26 с.: ил.

Сведения об авторах:

О. В. Никитина, кандидат технических наук, доцент кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Институт нефти и газа им. М.С. Гущериева, Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Удмуртский государственный университет», 426034, ул. Университетская, 1, г. Ижевск, Россия.

E-mail: nikitina_olgavit@mail.ru

Д. А. Ермаков, студент кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Институт нефти и газа им. М.С. Гущериева, Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Удмуртский государственный университет», 426034, ул. Университетская, 1, г. Ижевск, Россия.

E-mail: den.ermak@mail.ru

Т. А. Ардашева, ассистент кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Институт нефти и газа им. М.С. Гущериева, Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Удмуртский государственный университет», 426034, ул. Университетская, 1, г. Ижевск, Россия.

E-mail: ardasheva_ta@udsu.ru

IMPROVEMENT OF WELL MOUNTING TECHNOLOGY AT THE ZAPADNO-KHOSEDAYSKOYE FIELD

O. V. Nikitina, D. A. Ermakov, T. A. Ardasheva

Annotation. The wells of the D. Sadetsky Zapadno-Khosedayuskoye field are being designed to exploit productive Upper Devonian formations. The project horizon is Famensky tier. The vertical design depth of the wells is 3110 m. An oil deposit has been discovered based on the results of exploratory drilling and testing of French-age riphogenic carbonates. The deposit is massive, arched, and the reservoirs are cavernous fractured and porous limestones of the Franskian stage of the Upper Devonian. The object of our research is the well mounting technology.

gy. The purpose of the work is to analyze the effectiveness and ways to improve the quality of well cementing at the Zapadno-Khosedayuskoye field. To analyze the technical means that can improve the quality of well cementing. When studying the geology of the deposit and other initial data, calculations of the borehole profile were performed, the drilling method was selected, as well as the type of chisel model and drilling modes, drilling fluids and their parameters for each interval were selected, measures to prevent accidents and complications during the construction of the well were determined, calculations for fastening were made, grouting materials were selected.

Keywords: cementing of casing columns, grouting mortar, cement mortar, buffer fluid, drilling mud, casing string.

REFERENCES

1. Tehnologija burenija nefjtjanyh i gazovyh skvazhin. V 5 tomah. T.1 : uchebnik dlja studentov vuzov / S. V. Senjushkin, A. N. Popov, S. A. Oganov [i dr.] ; pod redak-ciej V. P. Ovchinnikova. – 2-e izd. – Tjumen' : Tjumenskij industrial'nyj universitet, 2017. – 576 c.
2. Kreplenie nefjtjanyh i gazovyh skvazhin: metod. ukaz. k kurs. proekt. / Sost. V. V. Zhivaeva, G. S. Mozgovoju. – Samara: Samar. gos. tehn. un-t, 2017. – 26 s.: il.

ОПТИМИЗАЦИЯ КОНСТРУКЦИИ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО ПРОРАБАТЫВАЮЩЕГО БАШМАКА ДЛЯ СНИЖЕНИЯ ЗАСОРЕНИЯ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ КАНАЛОВ

М. Б. Полозов, А. В. Першин

Аннотация. Гидравлические прорабатывающие башмаки широко используются в различных отраслях промышленности, включая строительство, добычу полезных ископаемых и нефтегазовую промышленность. Они играют ключевую роль в обеспечении надежности и эффективности работы оборудования. Однако одна из основных проблем, с которой сталкиваются нефтяники, – это засорение гидравлических каналов, что может привести к снижению производительности, увеличению затрат на обслуживание и даже поломке оборудования. В данной статье рассматриваются методы оптимизации конструкции гидравлического прорабатывающего башмака для минимизации вероятности засорения.

Ключевые слова: гидравлические прорабатывающие башмаки, засорение гидравлических каналов, добыча полезных ископаемых, нефтегазовая промышленность.

Введение

Подготовка к бурению скважины требует учета множества факторов. Необходимо учитывать не только геологические особенности местности, но и обеспечивать соответствие конструкции скважины технологическим требованиям [1].

Скважина представляет собой вертикальное отверстие, пробуренное в земной поверхности. В процессе бурения последовательно проходят через различные слои пород, начиная с почвы, затем глины и других геологических образований, до достижения требуемой глубины, где располагаются целевые ресурсы, такие как нефть, вода или газ. Выбор оптимальной конструкции скважины является сложным процессом, включающим определение необходимых характеристик и требований к скважине, а также планирова-

ние перечня работ, выполнение которых обеспечит достижение поставленных целей.

Важную роль в бурении вертикальных, горизонтальных и наклонно-направленных скважин играет гидравлический прорабатывающий башмак, предназначенный для оборудования низа обсадной колонны или хвостовика, служащий для прорабатывания нестабильных участков ствола скважины в местах сужения или обвала при спуске [2]. Засорение гидравлических каналов прорабатывающего башмака происходит из-за накопления твердых частиц, продуктов износа, оксидов металлов и других примесей в гидравлической жидкости. Эта проблема имеет серьезные последствия для производительности и надежности гидравлической системы. Поэтому актуальными задачами являются выявление причин и разработка эффективных способов предотвращения засорения гидравлических каналов прорабатывающего башмака.

Основная часть

Проектирование и корректировка конструкции скважины осуществляются исходя из конкретных геологических условий района бурения. Основная цель заключается в достижении проектной глубины и выполнении запланированных исследовательских и производственных работ в скважине.

Факторы, влияющие на конструкцию скважины, включают степень изученности геологического разреза, методику бурения, назначение скважины, способ вскрытия продуктивных пластов и другие аспекты. В процессе разработки учитываются требования по охране недр и обеспечению экологической безопасности.

Понятие конструкции скважины охватывает комплекс характеристик, включающих глубину скважины, диаметр ствола, число обсадных колонн, глубину их установки, длину и номинальный диаметр, а также интервалы цементирования [3].

Независимо от конструкции, любая скважина представляет собой сложное инженерное сооружение, состоящее из ряда ключевых компонентов (рис. 1):

1. **Устье** – верхняя часть конструкции, служащая для соединения ствола скважины с поверхностью земли. В устьевой зоне

устанавливаются различные виды технологического оборудования, предназначенные для проведения буровых работ и мониторинга состояния скважины.

2. **Ствол** – вертикальная структура, соединяющая забой с устьем. Ствол выполняет функции направляющей для перемещения бурильного инструмента и обеспечивает доступ к целевому участку пласта.

3. **Забой** – наиболее глубокая часть скважины, представляющая собой её дно, где происходит взаимодействие с продуктивным горизонтом.

4. **Заглушка** – небольшой технический компонент, устанавливаемый поверх забоя для предотвращения проникновения загрязнений внутрь ствола.

5. **Обсадная колонна** – трубная конструкция, смонтированная в стволе скважины для укрепления её стенок и предотвращения попадания посторонних частиц в рабочую зону. Количество обсадных колонн в одной скважине может варьироваться в зависимости от её глубины.

6. **Цементный мост** – специальное устройство, предназначенное для усиления и герметизации отдельных участков ствола. Цементный мост препятствует утечкам и возможным загрязнениям, обеспечивая стабильность и безопасность эксплуатации скважины [4].

При углублении ствола скважины выполняются мероприятия по его укреплению, необходимые для обеспечения стабильности и безопасности буровых операций. Процесс укрепления включает в себя установку обсадной колонны и её последующее цементирование. Обсадная колонна является ключевым элементом конструкции скважины, обеспечивающим её целостность и устойчивость. Определяющими факторами при проектировании конструкции скважины являются допустимая длина интервалов, допускающая бурение без крепления, и конечный диаметр ствола скважины либо рекомендуемый диаметр последней (эксплуатационной) обсадной колонны [5].

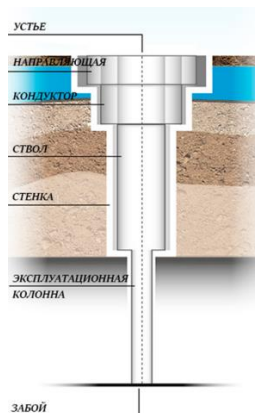


Рис. 1. Конструкция скважины

Процесс крепления скважины осуществляется с целью выполнения различных функций: укрепление стенок скважины в зонах нестабильных пород; изоляция участков интенсивного поглощения бурового раствора и зон потенциальных межпластовых перетоков флюидов; разделение интервалов, характеризующихся необходимостью применения буровых растворов с существенно различающейся плотностью; обеспечение изоляции продуктивных горизонтов от водоносных пластов; формирование надёжного канала для извлечения углеводородов или нагнетания жидкостей в пласт; создание прочного фундамента для монтажа устьевого оборудования.

В глубоких скважинах используется установка нескольких обсадных колонн различного назначения и глубины спуска (рис. 2). Обсадные колонны, используемые в процессе строительства скважин, подразделяются на несколько типов в зависимости от их функционального назначения и глубины спуска [6]:

1. *Направляющие* – служат для закрепления устья скважины и предотвращения неконтролируемого выхода бурового раствора в окружающую среду. Обычно оно спускается на небольшую глубину (до 10 м), обеспечивая первичное крепление верхней части ствола и возможность подключения циркуляционной системы.

2. *Кондуктор* – предназначен для укрепления стенок скважины в интервалах, сложенных разрушенными и выветрелыми породами, а также для защиты водоносных горизонтов от возможного загрязнения. Глубина спуска кондуктора варьируется в пределах сотен метров в зависимости от местных геологических условий.

3. *Промежуточная (или техническая) колонна* – применяется для изоляции сложных интервалов, таких как зоны неустойчивых пород или участки интенсивного поглощения бурового раствора. Глубина спуска этой колонны определяется расположением проблемных зон.

4. *Эксплуатационная колонна* – формирует основной канал для добычи пластовых флюидов или нагнетания рабочих агентов в пласт. Ее спуск осуществляется до уровня продуктивного горизонта, после чего колонна перфорируется или оборудуется фильтрующим устройством.

5. *Потайная колонна (хвостовик)* – предназначена для перекрытия определенного интервала в стволе скважины, при этом ее верхний конец остается внутри предыдущей обсадной колонны. В случае отсутствия соединения с предыдущей колонной такая конструкция именуется «летучкой».

В буровых установках для обработки скважин, в частности, для улучшения проходимости бурового раствора через отверстия в обсадной колонне используется специальное устройство – гидравлический прорабатывающий башмак (рис. 3). Основная функция его заключается в создании высокого давления в жидкости, проходящей через башмак, благодаря чему обеспечивается равномерное распределение раствора и улучшение качества цементирования скважины. Принцип работы гидравлического прорабатывающего башмака можно выразить следующими пунктами [7]:

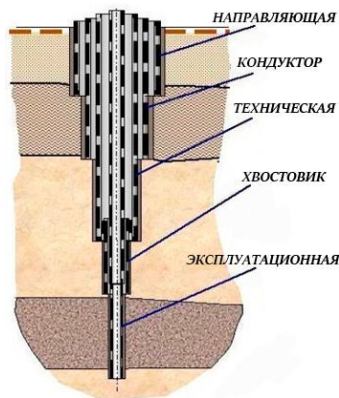


Рис. 2. Конструкция скважины с обсадными колоннами

1. **Создание высокого давления:** башмак оснащен специальными отверстиями или соплами, через которые проходит буровой раствор. За счет сужения диаметра отверстий создается высокое давление жидкости, что увеличивает скорость её прохождения.

2. **Распределение раствора:** высокое давление обеспечивает лучшее перемешивание и распределение раствора вокруг обсадной колонны, что улучшает качество цементирования и предотвращает образование пустот.

3. **Удаление загрязнений:** проходящий под высоким давлением раствор очищает стенки скважины от остатков породы и других загрязнений, улучшая сцепление цемента с породой.

4. **Предотвращение застревания:** благодаря созданию высокого давления, снижается вероятность застревания бурового инструмента в скважине.

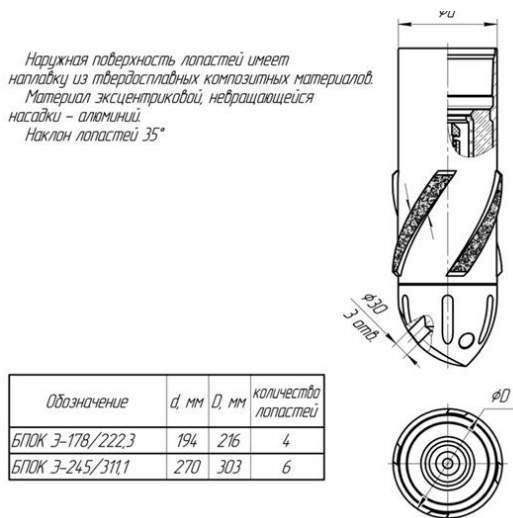


Рис. 3. Гидравлический прорабатывающий башмак

Преимущества использования гидравлического прорабатывающего башмака заключаются в улучшении качества цементирования (равномерное распределение раствора и удаление загрязнений обеспечивают прочное сцепление цемента с породой и обсадной колонной); повышении эффективности бурения (уменьшается вероятность застревания инструмента и улучшается проходимость бурового раствора); увеличение срока службы оборудования (благодаря очищению стенок скважины от загрязнений, уменьшается износ бурового инструмента).

При этом засорение гидравлических каналов прорабатывающего башмака является серьезной проблемой, поскольку оно может существенно повлиять на производительность и надежность гидравлической системы. Причины засорения могут включать следующие факторы [8]:

1. *Загрязнения в рабочей среде:* гидравлические системы подвержены воздействию различных загрязнителей, включая пыль, грязь, песок и другие мелкие частицы. Эти загрязняющие вещества могут

попасть внутрь системы через уплотнения, соединения или дефекты в оборудовании.

2. *Образование осадков:* со временем в гидравлической жидкости могут накапливаться продукты износа, окислы металлов и другие химические соединения, которые образуют осадок. Этот осадок может оседать на стенках трубопроводов и компонентов системы, приводя к их засорению.

3. *Неправильная эксплуатация:* Неправильное использование гидравлической системы, такое как работа при высоких температурах или недостаточное обслуживание, может ускорить процесс образования отложений и увеличить риск засорения.

4. *Дефекты конструкции:* Некорректно спроектированные или изготовленные компоненты системы могут способствовать образованию зон турбулентности и застоев, где скапливаются загрязнения.

Оптимизация конструкции гидравлического прорабатывающего башмака позволяет повысить эффективность работы оборудования, снизить износ деталей и уменьшить вероятность аварийных ситуаций. Рассмотрим несколько ключевых аспектов оптимизации такой конструкции:

1. **Геометрия каналов.** Засоры часто возникают из-за неправильной геометрии каналов. Важно обеспечить плавный переход между различными секциями каналов, чтобы избежать резких изменений направления потока жидкости. Вот некоторые рекомендации:

- увеличение радиусов закруглений: радиусы поворотов и закругления в каналах нужно сделать больше, чтобы минимизировать турбулентность и завихрения жидкости, которые способствуют образованию отложений.

- минимизация узких мест: узкие места в канале создают зоны повышенного давления, где частицы могут оседать и образовывать пробки. Необходимо избегать узких участков или делать их минимальными.

- избегание острых углов: острые углы приводят к накоплению грязи и частиц. Нужно сглаживать такие участки.

2. Материал и покрытие. Выбор материала и покрытия для гидравлических каналов играет важную роль в предотвращении образования отложений. Материалы с низкой адгезией помогут уменьшить осаждение загрязнений, например:

- нержавеющая сталь: устойчивость к коррозии и долговечность делают этот материал популярным выбором для гидравлических систем;

- покрытие PTFE (тефлон): низкая адгезия и высокая химическая стойкость помогают предотвратить образование отложений;

- антифрикционные покрытия: покрытия, уменьшающие трение, также снижают риск накопления частиц внутри канала.

3. Фильтрация. Использование фильтров перед входом в каналы поможет отсеять крупные частицы, которые могут привести к засорам. Фильтры должны быть достаточно мелкими, чтобы эффективно задерживать загрязнения, но при этом не создавать избыточного сопротивления потоку жидкости.

4. Очистка системы. Регулярная очистка гидравлической системы помогает предотвратить накопление отложений. Внедрение автоматических систем промывки или периодической очистки с использованием специальных растворов улучшит работу оборудования.

5. Контроль температуры. Высокая температура рабочей среды может способствовать образованию осадка и коррозии. Поддержание оптимальной температуры жидкости позволит уменьшить вероятность засорения каналов.

6. Мониторинг и диагностика. Внедрение датчиков давления и расхода в систему поможет своевременно обнаруживать проблемы с засорами. Система мониторинга должна сигнализировать о любых отклонениях от нормы, позволяя оперативно реагировать на возможные неисправности.

Заключение

Гидравлический прорабатывающий башмак играет ключевую роль в процессе бурения и цементирования скважин, обеспечивая эффективное распределение бурового раствора и улучшая качество цементирования. Его правильная эксплуатация и обслуживание яв-

ляются важными факторами для успешной работы буровой установки.

Оптимизация конструкции гидравлического прорабатывающего башмака требует комплексного подхода, включающего улучшение геометрии каналов, выбор подходящих материалов и покрытий, внедрение фильтрации и регулярную очистку системы. Эти меры позволят значительно снизить риск засорения гидравлических каналов и продлить срок службы оборудования.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемы [Электронный ресурс]. – URL: http://www.libussr.ru/doc_ussr/usr_13204.htm (дата обращения: 4.04.2025).

2. Мухаметшин А. А., Насыров А. Л., Тарасов И. Н., Хакимов А. З. Анализ многофункциональных башмаков для спуска обсадных колонн и профильных перекрывателей в горизонтальные скважины и дополнительные стволы многозабойных скважин // Нефтяная провинция/ – 2024. – № 2(38). – С. 254–271.

3. Дмитриев А. Ю. Основы технологии бурения скважин: учебное пособие. – Томск. Изд-во ТПУ, 2008. – С. 216.

4. Тихонов А. С., Ковалев А. В.. Анализ конструкций нефтяных и газовых скважин с целью выявления перспективных направлений дальнейших исследований // Известия Томского Политехнического университета. – 2022. Т. 333, № 3. – С. 126–143.

5. Петерс С. Е.. Основные проблемы некачественного спуска обсадных колонн и возможные пути их решения. Новые технологии – нефтегазовому региону: материалы Международной научно-практической конференции: Т. 1. – Тюмень: ТИУ, 2019. – 274 с. [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.tyuiu.ru/wpcontent/uploads/2015/08/Novyetechnologiineftegazovomu-regionu-2019-Tom-1.pdf> (дата обращения: 5.04.2025).

6. Обсадная колонна (труба), 2018. – URL: <https://neftegaz.ru/tech-library/burenie/147637-obsadnaya-kolonna-truba/> (дата обращения: 5.04.2025).

7. Ванифатьев В. И., Дудаладов А. К., Терентьев С. В., Стрыхарь А. Ф.. Новые технические средства для повышения качества крепления скважин // Бурение и нефть (электронный журнал). – 2010.

8. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности (утверждены приказом Ростехнадзора от 12.03.2013 № 101, в ред. приказа Ростехнадзора от 12.01.2015 № 1).

Сведения об авторах:

М. Б. Полозов, зав. кафедрой БНГС, к.б.н., доцент, Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Удмуртский государственный университет», 426034, ул. Университетская, 1, г. Ижевск, Россия.

E-mail: michael999@inbox.ru

А. В. Першин. магистрант, Институт нефти и газа им. М.С. Гущериева, Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Удмуртский государственный университет», 426034, ул. Университетская, 1, г. Ижевск, Россия.

E-mail: andreypershin9@gmail.com

OPTIMIZE HYDRAULIC SHOE DESIGN TO REDUCE PLUGGING OF HYDRAULIC CHANNELS

M. B. Polozov, A. V. Pershin

Annotation. Hydraulic working shoes are widely used in various industries, including construction, mining and the oil and gas industry. They play a key role in ensuring the reliability and efficiency of the equipment. However, one of the main problems oil workers face is clogging of hydraulic channels, which can lead to reduced productivity, increased maintenance costs and even equipment breakdown. This paper describes how to optimize the design of the hydraulic shoe to minimize the likelihood of plugging.

Keywords: hydraulic working shoes, clogging of hydraulic channels, mining, oil and gas industry.

REFERENCES

1. Uniform Time Limits for Drilling Oil, Gas, and Other Mineral Wells [Electronic Resource] Access Mode: http://www.libussr.ru/doc_ussr/usr_13204.htm (4.04.2025 Reference Date).
2. Mukhametshin A. A., Nasyrov A. L., Tarasov I. N., Khakimov A. Z.. Analysis of multifunctional shoes for running casings and profile shutters in horizontal wells and additional shafts of multilateral wells. Oil Province, 2024. № 2(38). Page 254–271.
3. Dmitriev A.Yu.. Fundamentals of well drilling technology: training manual. – Tomsk. Publishing House TPU, 2008. – P. 216.
4. Tikhonov A. S., Kovalev A. V.. Analysis of oil and gas well designs in order to identify promising areas for further research. News of Tomsk Polytechnic University, 2022. T. 333, №. 3. S. 126–143.
5. Peters S. E.. The main problems of poor-quality running of casing strings and possible ways to solve them. New technologies for the oil and gas region: materials of the International Scientific and Practical Conference: T. 1. – Tyumen: TIU, 2019. – 274 s. [Electronic resource] Access mode: <https://www.tyuiu.ru/wp-content/uploads/2015/08/Novyetehtnologii-neftegazovomu-regionu-2019-Tom-1.pdf> (date of access 5.04.2025).
6. Casing (pipe), 2018. <https://neftegaz.ru/tech-library/burenie/147637-obsadnaya-kolonna-truba/> (accessed 5.04.2025).
7. Vanifatiev V. I., Dudaladov A. K., Terentyev S. V., Strykhar A. F. New technical means to improve the quality of well casing. Drilling and oil (electronic journal), 2010.
8. Oil and Gas Industry Safety Regulations (approved by Rostekhnadzor Order No. 101 of 12.03.2013, as amended by Rostekhnadzor Order №. 1 of 12.01.2015).

ОПТИМИЗАЦИЯ ПРОЦЕССОВ БУРЕНИЯ ЗА СЧЕТ ПРИМЕНЕНИЯ «АВТОМАТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА БУРЕНИЯ». ПАТЕНТНЫЙ ОБЗОР

А. В. Герасимов, А. Г. Миловзоров

Аннотация. Развитие нефтегазовых технологий – постоянный прогресс с реализацией лучших практик для потребностей нефтегазовой отрасли. Главной задачей является формирование эффективных и устойчивых решений, направленных на минимизацию финансовых затрат. Сектор строительства скважин является ключевым игроком в оптимизации, что, в свою очередь, требует получения и анализа огромного количества данных, генерируемых ежедневными оперативными отчетами. Цифровая трансформация – единственный путь преобразования сектора в более качественный, быстрый и безопасный. Процесс трансформации начинается с выявления болевых точек специалистов, среди которых наиболее распространенными являются избыточные процессы, рутинный ввод данных, расчеты и время, необходимое на сбор и анализ неструктурированных данных.

Ключевые слова: Автоматизация, бурение, проводка скважины, режим бурения, осложнения бурения, безопасность буровых работ, цифровизация.

Автоматический Комплекс Бурения (АКБ) представляет собой высокотехнологичное решение для автоматизации процессов бурения скважин. Его использование направлено на полное исключение человеческого фактора, оптимизацию всех этапов строительства скважины и повышение эффективности работы даже в сложных горно-геологических условиях. Основное преимущество АКБ заключается в интеграции нескольких специализированных модулей, которые управляются единой цифровой платформой.

Процесс цифровой трансформации уже активно внедряется в крупнейших российских добывающих компаниях, включая создание так называемых «цифровых месторождений». Особое внимание в этом направлении уделяется совершенствованию процессов строительства скважин, что способствует улучшению контроля и оптимизации на всех этапах работ. Это создает базу для внедрения комплексных автоматизированных решений, таких как Автоматический Комплекс Бурения (АКБ), который не только объединяет передовые технологии, но и отвечает требованиям современных рыночных условий.

Ключевые проекты цифровой трансформации, заявленные ВИНК

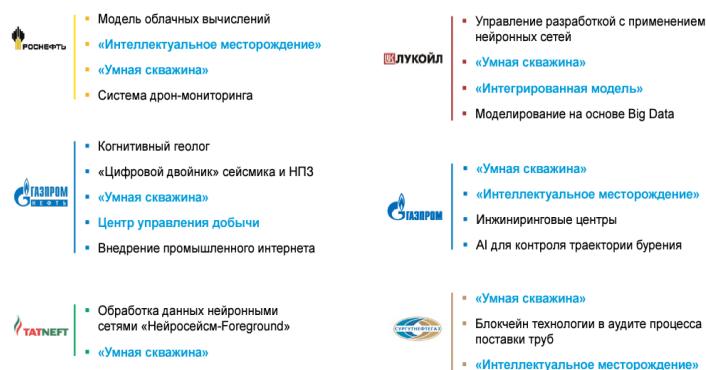


Рис. 1. Ключевые проекты цифровой трансформации РФ

Рассматривая распределение патентов по странам, отчетливо видно, что лидером в этой области технологий является Соединенные Штаты Америки (US), зарегистрировавшие 349 патентов. Этот показатель составляет практически половину от общего числа (48,7 %) и свидетельствует о доминирующей позиции США на рынке инноваций. Такой результат не удивителен, учитывая масштаб и развитость американской системы защиты интеллектуальной собственности, а также наличие крупных исследовательских центров и высокотехнологичных компаний.

Международные патенты, представленные через Всемирную организацию интеллектуальной собственности (WO), занимают второе место с 104 заявками (14,5 %). Это подчеркивает глобальный интерес к разработке технологий, охватывающих сразу несколько юрисдикций. Третье место занимает Канада (CA), обеспечив 54 патента (7,5 %), что подтверждает высокую активность этой страны в разработке и защите новых решений.

Европейские страны, такие как Норвегия (NO) с 39 патентами (5,4 %) и региональный Европейский патент (EP) с 42 патентами (5,9 %), демонстрируют стабильный интерес к защите технологий. Норвегия выделяется среди прочих как страна, специализирующаяся на инновациях в нефтегазовой отрасли, что логично объясняет ее активность в патентовании.

В то же время такие страны, как Дания (DK), Нидерланды (NL), Франция (FR) и Япония (JP), зарегистрировали менее трех патентов каждая. Эти показатели указывают на сравнительно невысокую вовлеченность данных стран в разработку технологий по рассматриваемой тематике, что, вероятно, связано с их ограниченной специализацией в этой области.

В целом, данные таблицы демонстрируют, что основной вклад в разработку технологий вносят экономически развитые страны, которые не только инвестируют в исследования и разработки, но и активно защищают свои инновации.

Примечательно, что доля международных патентов (WO и EP) также достаточно велика, что свидетельствует о стремлении компаний к глобальной защите интеллектуальной собственности и внедрению технологий на международном уровне.

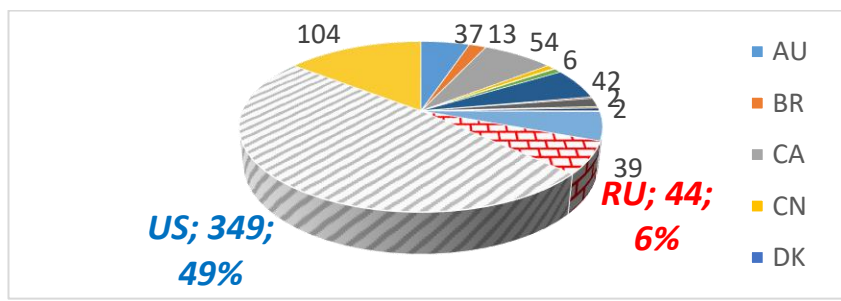


Рис. 2. Распределение патентов по странам

Анализ динамики регистрации патентов по годам позволяет увидеть эволюцию и рост интереса к тематике. В ранние годы (до 2000 года) активность была минимальной: зарегистрировано всего 8 патентов. Этот период можно охарактеризовать как начальную стадию формирования технологий, когда разработки носили единичный характер, а спрос на их патентование был невысок.

В 2000-х годах наблюдается постепенное увеличение числа патентов, с пиковой активностью в 2010 году (9 патентов). Этот десятилетний период стал отправной точкой для более интенсивного роста, что, вероятно, связано с развитием технологий и их внедрением в промышленную сферу.

В последние годы, начиная с 2021-го, активность остается на стабильно высоком уровне. Ежегодное количество патентов колеблется в диапазоне от 57 до 72, что свидетельствует о продолжающемся интересе к технологиям и их совершенствованию. Регистрация 65 патентов в 2024 году подтверждает, что даже в текущий момент тематика остается востребованной и актуальной.

Ранние годы (до 2000 года): до 2000 года зарегистрировано всего 8 патентов, что составляет лишь 1.1 % от общего количества. Это может быть связано с недостаточной развитостью технологий в те годы.

2000–2010 годы: В этот период наблюдается постепенный рост активности, с пиком в 2010 году (9 патентов). За 10 лет зарегистрировано 67 патентов (9.4 %).

2011–2020 годы: начинается стремительный рост. С 2011 года количество патентов увеличивается ежегодно, достигая 76 патентов в 2021 году. За этот период зарегистрировано 391 патент (54.6 %), что свидетельствует о высоком интересе к разработке технологий.

2021–2024 годы: Максимальная активность зафиксирована в 2021 году (76 патентов) и стабилизируется на уровне 57–72 патентов в последующие годы. За 4 года зарегистрировано 270 патентов (37.7 %). Начиная с 2011 года, наблюдается бум в регистрации патентов, что может быть связано с внедрением новых технологий и ростом потребности в защите интеллектуальной собственности. Динамика последних лет (2021–2024) подтверждает актуальность и высокий интерес к тематике исследований.

Глобальная значимость: Данные свидетельствуют о том, что тема разработки технологий активно развивается по всему миру, с наибольшим вкладом стран-лидеров, таких как США, Канада, и страны Европы.

Современный интерес: Пик регистрации патентов приходится на последние годы, особенно с 2021 года, что подчеркивает актуальность изучения и внедрения данных технологий.

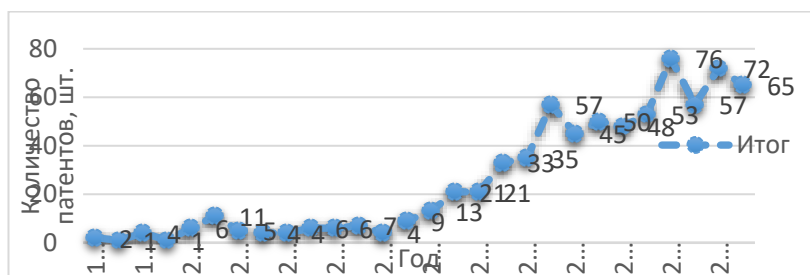


Рис. 3. Количество патентов, связанных с автоматизацией процессов бурения по годам

Будущие перспективы: Продолжающийся высокий уровень регистрации патентов в 2023–2024 годах подтверждает перспективность направления, особенно для стран с развитой экономикой и передовыми исследованиями.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- 1 Агасьянс М. В. Электротехника и электрические измерения : учебное пособие для электротехникумов связи, всех техн. спец. / М. В. Агасьян, Е. А. Орлов. – М. : Радио и связь , 1983. – 311 с.
- 2 Балденко Д. Ф., Балденко Ф. Д., Моцохейн Б. И., Шмидт А.П. Способ управления процессом бурения забойным гидродвигателям. Патент 9401318 РФ, с приоритетом 15.04.1994.
- 3 Кузнецов А. В. Высшая математика: математическое программирование : учебник / А. В. Кузнецов, В. А. Сакович, Н. И. Холлод; под общ. ред. А. В. Кузнецова. – 4-е изд., стер. – Санкт-Петербург: Лань, 2013. – 351 с.
- 4 Пат. 2495240 Российская федерация, МПК E21B 44/00 (2006.01). Способ адаптивного управления процессом бурения скважин / Цуприков А. А., Чередниченко В. Г., Якименко К. Ю.; заявитель и патентообладатель Федерал. гос. бюджетн. образоват. учрежд. выс. проф. образ. «Кубанск. гос. технологич. ун-т». – № 2012118718/03, заявл. 04.05.12 ; опубл. 10.10.2013, Бюл. № 28.
- 5 Пат. 2595027 Российская федерация, МПК E21B 44/00 (2006.01). Способ оптимального адаптивного управления процессом бурения скважин / Цуприков А.А.; заявитель и патентообладатель Федераль. гос. бюджетн. образоват. учрежд. выс. проф. образ. «Кубанск. гос. технологич. ун-т». – № 2015130975/03, заявл. 24.07.15; опубл. 20.08.2016, Бюл. № 23.
- 6 Пат. 2642590 Российская федерация, МПК E21B 44/00 (2006.01) G06G 7/48 (2006.1) Способ оптимального адаптивного управления процессом бурения нефтегазовых скважин по трём режимным параметрам / Цуприков А.А.; заявитель и патентообладатель Федераль. гос. бюджетн. образоват. учрежд. выс. образ. «Кубанск. гос. технологич. ун-т». – № 2017111737/03(020760), заявл. 06.04.17; опубл. 25.01.2018, Бюл. №3
- 7 Погарский А. А. Оптимизация процессов глубокого бурения / А. А. Погарский, К. А. Чефранов, О. П. Шишкин. – М. : Недра, 1981. – 296 с.

Сведения об авторах:

А. В. Герасимов, магистрант кафедры бурения нефтяных и газовых скважин Удмуртского государственного университета. Институт нефти и газа им. М.С. Гуцириева, г. Ижевск, ул. Университетская д. 1, корп. 7.

E-mail: avgerasimov@list.ru

А. Г. Миловзоров, кандидат технических наук, доцент кафедры бурения нефтяных и газовых скважин. Институт нефти и газа им. М.С. Гуцириева, г. Ижевск, ул. Университетская д. 1, корп. 7

E-mail: milovzorov_ag@udsu.ru

OPTIMIZATION OF DRILLING PROCESSES BY USING «AUTOMATIC DRILLING COMPLEX». PATENT REVIEW

A. V. Gerasimov, A. G. Milovzorov

Annotation. Oil and gas technology development is a constant progress with the implementation of best practices for the needs of the oil and gas industry. The main task is to form effective and sustainable solutions aimed at minimizing financial costs. The well construction sector is a key player in optimization, which in turn requires obtaining and analyzing a huge amount of data generated by daily operational reports. Digital transformation is the only way to transform the sector into a better, faster and safer one. The transformation process begins with identifying the pain points of specialists, among which the most common are redundant processes, routine data entry, calculations and the time required to collect and analyze unstructured data.

Keywords Robotization of drilling, drilling parameters, failure, safety of drilling operations, digitalizing.

REFERENCES

1. Agasyants M. V., Orlov E. A. (1983). Electrical Engineering and Electrical Measurements: A Textbook for Technical Schools of Communication and All Technical Specialties. Moscow: Radio i Svyaz. 311 p.

2. Baldenko D. F., Baldenko F. D., Motsokhein B. I., & Schmidt A. P. (1994). Method of Controlling the Drilling Process with a Downhole Hydraulic Motor. Patent No. 9401318, Russian Federation, priority date: 15.04.1994.

3. Kuznetsov A. V., Sakovich V. A., & Kholod N. I. (2013). Higher Mathematics: Mathematical Programming: A Textbook (4th ed.). St. Petersburg: Lan. 351 p.

4. Tsuprikov A. A., Cherednichenko V. G., & Yakimenko, K.Yu. (2013). Method of Adaptive Control of the Well Drilling Process. Patent No. 2495240, Russian Federation, IPC E21B 44/00 (2006.01). Applicant and Patent Holder: Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Professional Education «Kuban State Technological University». Application No. 2012118718/03, filed 04.05.2012; published 10.10.2013, Bulletin №. 28.

5. Tsuprikov A. A. (2016). Method of Optimal Adaptive Control of the Well Drilling Process. Patent No. 2595027, Russian Federation, IPC E21B 44/00 (2006.01). Applicant and Patent Holder: Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Professional Education «Kuban State Technological University». Application No. 2015130975/03, filed 24.07.2015; published 20.08.2016, Bulletin №. 23.

6. Tsuprikov A. A. (2018). Method of Optimal Adaptive Control of the Oil and Gas Well Drilling Process Based on Three Mode Parameters. Patent No. 2642590, Russian Federation, IPC E21B 44/00 (2006.01), G06G 7/48 (2006.1). Applicant and Patent Holder: Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education «Kuban State Technological University». Application №. 2017111737/03(020760), filed 06.04.2017; published 25.01.2018, Bulletin №. 3.

7. Pogarsky A. A., Chefranov K. A., & Shishkin, O.P. (1981). Optimization of Deep Drilling Processes. Moscow: Nedra, 296 p.

ПРИМЕНЕНИЕ МОТОРИЗИРОВАННЫХ РОТОРНО-УПРАВЛЯЕМЫХ СИСТЕМ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН В СЛОЖНЫХ ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

Д. С. Пушин, А. Г. Миловзоров

Аннотация. В статье рассматривается применение моторизованных роторно-управляемых систем (РУС) для строительства скважин в сложных горно-геологических условиях на примере Чаяндинского месторождения. Исследование направлено на повышение эффективности бурения наклонно-направленных и горизонтальных скважин за счет использования современных технологий, таких как PowerDrive Vortex. Приведены геологические и технологические особенности месторождения, обоснование выбора РУС с силовой двигательной секцией, а также анализ успешных кейсов применения данной технологии в условиях Восточной Сибири. Особое внимание уделено конструктивным элементам моторизованной КНБК, способам передачи данных и управления системой. Результаты исследования демонстрируют значительное увеличение скорости проходки, снижение износа оборудования и улучшение контроля траектории бурения.

Ключевые слова: роторно-управляемые системы, моторизованная КНБК, горизонтальное бурение, Чаяндинское месторождение, PowerDrive Vortex, геонавигация.

Введение

Современные нефтегазовые месторождения характеризуются сложными горно-геологическими условиями, что требует применения передовых технологий бурения. Особую актуальность приобретает строительство горизонтальных и многозабойных скважин, позволяющих значительно увеличить продуктивность скважин при разработке трудноизвлекаемых запасов. В этих условиях традиционные методы направленного бурения с использованием забойных двига-

телей (ЗД) демонстрируют ограниченную эффективность, что обуславливает необходимость внедрения роторно-управляемых систем (РУС).

Особый интерес представляют моторизованные РУС, сочетающие преимущества роторного бурения с возможностями гидравлических забойных двигателей. Такие системы, как PowerDrive Vortex компании Schlumberger, позволяют существенно повысить эффективность строительства скважин в сложных условиях, характерных для месторождений Восточной Сибири.

Целью настоящего исследования является анализ применения моторизованных РУС на примере Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения, включая оценку технологических преимуществ и экономической эффективности данной технологии.

1. Теоретические основы применения моторизованных РУС

1.1. Классификация и принцип работы роторно-управляемых систем

Современные РУС можно классифицировать по принципу управления траекторией бурения:

1. Системы типа «push-the-bit» (толкание долота);
2. Системы типа «point-the-bit» (направление долота);
3. Гибридные системы.

Моторизованные РУС представляют собой комбинацию традиционной роторно-управляемой системы с гидравлическим забойным двигателем, что позволяет:

- увеличить момент на долоте;
- повысить скорость вращения долота;
- снизить нагрузку на бурильную колонну.

1.2. Особенности конструкции PowerDrive Vortex

Система PowerDrive Vortex включает следующие ключевые компоненты:

1. силовая секция (гидравлический двигатель);
2. блок управления с инерциальными датчиками;
3. отклоняющий механизм;

4. телеметрическую систему.

Особенностью данной системы является использование запатентованной технологии «Vortex», обеспечивающей:

- стабильное вращение всех внешних элементов;
- равномерное распределение нагрузок;
- уменьшение трения в стволе скважины.

2. Геолого-технические условия Чаяндынского месторождения

2.1. Геологическая характеристика

Чаяндынское месторождение расположено в Республике Саха (Якутия) и является одним из крупнейших в Восточной Сибири. Геологический разрез представлен терригенными и карбонатными породами с высокой степенью неоднородности. Основные продуктивные горизонты – ботубинский, хамакинский и талахский, характеризуются:

- глубиной залегания продуктивных пластов 1500–3000 м;
- наличием многолетнемерзлых пород;
- сложным строением коллекторов (трещиновато-поровые, неоднородные);
- высокими пластовыми давлениями (до 35 мпа).

2.2. Технологические вызовы

Основные проблемы при бурении на месторождении:

1. интенсивное поглощение бурового раствора;
2. склонность к обвалообразованию;
3. необходимость точного входа в продуктивный пласт;
4. ограничения по нагрузкам на буровое оборудование.

3. Практическое применение моторизированных РУС

3.1. Анализ кейсов бурения

На месторождении было пробурено несколько скважин с использованием PowerDrive Vortex:

Скважина №2086 (куст №100):

- интервал бурения: 215,9 мм;

- длина горизонтального участка: 1200 м;
- средняя механическая скорость: 18 м/ч;
- экономия времени: 1,5 суток на скважину.

Скважина №3047:

- интервал бурения: 215,9 мм;
- длина горизонтального участка: 1400 м;
- средняя механическая скорость: 16 м/ч;
- экономия времени: 2 суток на скважину.

3.2. Сравнительный анализ технологий

4. Экономическая эффективность

4.1. Анализ затрат

Применение PowerDrive Vortex позволяет:

- сократить время бурения на 15–20 %;
- уменьшить количество аварийных ситуаций;
- повысить качество ствола скважины.

Таблица 1

Сравнение технологий бурения

Параметр	Традиционный ЗД	Обычная РУС	PowerDrive Vortex
Скорость проходки	8-10 м/ч	12-14 м/ч	14-18 м/ч
Износ муфт	Высокий	Средний	Низкий
Точность траектории	$\pm 1,5^\circ$	$\pm 0,8^\circ$	$\pm 0,5^\circ$
Стоимость бурения	1,0	1,2	1,1

4.2. Окупаемость технологии

Расчеты показывают, что дополнительные затраты на аренду моторизированной РУС окупаются за счет:

1. сокращения сроков строительства скважин;
2. увеличения дебитов за счет лучшего качества ствола;
3. снижения затрат на ремонт оборудования.

Заключение

1. Моторизированные РУС типа PowerDrive Vortex доказали свою эффективность в сложных условиях Чаяндинского месторождения.

2. Основные преимущества технологии:

- увеличение скорости проходки на 30–40 %;
- повышение точности управления траекторией;
- снижение механического износа оборудования.

3. Дополнительные капитальные затраты компенсируются значительным повышением экономической эффективности строительства скважин.

Перспективы развития технологии связаны с дальнейшей интеграцией систем геонавигации и автоматизации процесса бурения.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Smith J., Brown R. Advanced Drilling Systems. SPE Journal, 2019, vol. 24, no. 3, pp. 45–60. DOI: 10.2118/123456.
2. Schlumberger. PowerDrive Vortex: Technical Specifications. 2021. Available at: <https://www.slb.com> (accessed: 10.05.2024).
3. Schlumberger. PowerDrive Vortex Technical Manual. – 2023.
4. Иванов В. П. Геология нефтегазовых месторождений Сибири. - Новосибирск: Наука, 2019. – 280 с.
5. API RP 10S. Recommended Practice for Qualification of Rotary Steerable Systems. – 2022.
6. Борисов Ю. П. Автоматизация процессов бурения. – М.: Недра, 2021. – 340 с.
7. Zhang L. Geosteering in Complex Reservoirs // SPE Journal. – 2022. – vol. 25, no. 3.

Сведения об авторах:

Д. С. Пушин, магистрант кафедры бурения нефтяных и газовых скважин Удмуртского государственного университета. Институт нефти и газа им. М.С. Гуцириева, 426034, Россия, г. Ижевск, ул. Университетская, 1.

E-mail: dspushin@yandex.ru

А. Г. Миловзоров, кандидат технических наук, доцент кафедры бурения нефтяных и газовых скважин. Институт нефти и газа им. М.С. Гуцириева, 426034, Россия, г. Ижевск, ул. Университетская, 1.

E-mail: milovzorov_ag@udsu.ru

APPLICATION OF MOTORIZED ROTARY STEERABLE SYSTEMS FOR WELL CONSTRUCTION IN COMPLEX GEOLOGICAL CONDITIONS

D. S. Pushin; A. G. Milovzorov

Annotation. The article presents a comprehensive analysis of motorized rotary steerable systems (RSS) application for well construction in challenging geological environments, using the Chayandinskoye field as a case study. The research focuses on efficiency improvement of directional and horizontal drilling through implementation of advanced technologies like PowerDrive Vortex. The study examines geological and technological specifics of the field, provides justification for RSS with power section selection, and analyzes successful implementation cases in Eastern Siberia conditions. Special attention is given to motorized BHA design features, data transmission methods and system control. The results demonstrate 30–40 % increase in rate of penetration, significant equipment wear reduction and enhanced trajectory control accuracy. Comparative analysis with conventional drilling methods confirms economic feasibility of the technology despite higher initial costs.

Keywords: rotary steerable systems, motorized BHA, horizontal drilling, Chayandinskoye field, PowerDrive Vortex, geosteering, drilling efficiency.

REFERENCES

1. Smith J., Brown R. Advanced Drilling Systems. SPE Journal, 2019, vol. 24, no. 3, pp. 45–60. DOI: 10.2118/123456.
2. Schlumberger. PowerDrive Vortex: Technical Specifications. 2021. Available at: <https://www.slb.com> (accessed: 10.05.2024).

3. Schlumberger. PowerDrive Vortex Technical Manual. – 2023.
4. Ivanov V.P. Geology of Siberian Oil and Gas Fields. – Novosibirsk: Nauka, 2019. – 280 p.
5. API RP 10S. Recommended Practice for Qualification of Rotary Steerable Systems. 2022.
6. Borisov Yu.P. Drilling Process Automation. - Moscow: Nedra, 2021. – 340 p.
7. Zhang, L. Geosteering in Complex Reservoirs // SPE Journal, 2022, vol. 25, no. 3.

БУРЕНИЕ С ПРИМЕНЕНИЕМ ОБСАДНОГО ХВОСТОВИКА

М. Б. Полозов, Д. И. Бузеров, А. А. Аммосов

Аннотация. В статье рассматривается технология бурения с применением обсадного хвостовика, направленная на повышение эффективности строительства скважин в сложных горно-геологических условиях. Исследование проведено на примере Ромашкинского месторождения, где данная технология позволяет сократить временные затраты, минимизировать риски осложнений и улучшить качество цементирования. Описаны состав оборудования, порядок проведения работ, а также требования промышленной и экологической безопасности. Результаты работы демонстрируют значительный экономический эффект и перспективы внедрения технологии в других регионах.

Ключевые слова: обсадный хвостовик, бурение бокового ствола, цементирование, промышленная безопасность, экологическая безопасность, Ромашкинское месторождение.

Введение

Строительство нефтяных и газовых скважин сопровождается значительными временными и финансовыми затратами, особенно в сложных горно-геологических условиях. Одним из перспективных направлений оптимизации этого процесса является использование обсадного хвостовика, который совмещает функции бурильной и обсадной колонн. Данная технология позволяет исключить этапы спуско-подъемных операций, сократить время бурения и минимизировать риски осложнений, такие как поглощение бурового раствора или неустойчивость ствола скважины [1].

1. Область применения и преимущества технологии

Обсадный хвостовик применяется для бурения боковых стволов, перекрытия зон осложнений и улучшения качества цементирования. Основные преимущества технологии включают:

- Сокращение времени бурения на 18–50 % за счет исключения спускоподъемных операций [2].

- Уменьшение риска осложнений, связанных с пульсацией давления и свабированием.
- Повышение гидравлических параметров за счет уменьшения кольцевого пространства.
- Экономия затрат на амортизацию оборудования.

2. Состав комплекса оборудования

Для реализации технологии используется следующий комплект оборудования:

- Долото PDC диаметром 142,9 мм.
- Обсадные трубы ОТТМ-114х7,4-Д по ГОСТ 632-80.
- Подвеска хвостовика ПХЦБ-114/168.
- Клапан отсекающий колонный (КОК).
- Центратор диаметром 140 мм.

Технические характеристики оборудования приведены в Таблице 1.

3. Порядок проведения работ

Процесс бурения с обсадным хвостовиком включает следующие этапы:

1. Вырезка окна в обсадной колонне согласно СТО ТН 633-2020.
2. Бурение бокового ствола с набором угла.

Таблица 1

Технические характеристики оборудования

Наименование	Параметры
ПХЦБ-114/168	Наружный диаметр: 142 мм
Клапан КОК	Проходной диаметр: 97 мм
Центратор	Длина: 180 мм, масса: 5 кг

3. Сборка компоновки низа бурильной колонны (КНБК) и бурение в режиме:

- Частота вращения: 40-50 об/мин.
- Осевая нагрузка: до 12 т.

4. Цементирование хвостовика с применением вращательной головки ГЦВ-Х.

5. Освоение скважины по дополнительному плану.

4. Требования промышленной и экологической безопасности

При выполнении работ необходимо соблюдать:

Требования ISO 45001:2018 и ГОСТ 12.2.003-91.

Меры по предотвращению разливов нефти и загрязнения окружающей среды.

Правила обращения с отходами бурения согласно РД 153-39.0-806-13.

Заключение

Применение обсадного хвостовика на Ромашкинском месторождении подтвердило свою эффективность, сократив время бурения и снизив эксплуатационные риски. Дальнейшее внедрение технологии требует адаптации к конкретным геологическим условиям и обучения персонала.

Благодарности

Авторы выражают благодарность ПАО «Татнефть» за предоставленные материалы и поддержку в проведении исследований.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. СТО ТН 633-2020 «Регламент восстановления скважины методом бурения . бокового ствола».

2. СТО ТН 228-2017 «Инструкция технологии цементирования обсадного хвостовика с вращением».

3. ГОСТ 632-80 «Трубы обсадные и муфты к ним. Технические условия».

4. ISO 45001:2018 «Системы менеджмента охраны здоровья и безопасности труда»

5. РД 153-39.0-806-13 «Обращение с отходами в структурных подразделениях ПАО «Татнефть»».

6. Федеральный закон № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».

Сведения об авторах:

М. Б. Полозов, к.б.н., доцент, Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Удмуртский государственный университет», 426034, ул. Университетская, 1, г. Ижевск, Россия.

E-mail: michael999@inbox.ru

Д. И. Бузеров, магистрант, Удмуртский государственный университет, Институт нефти и газа им. М. С. Гучериева.

E-mail: BuzerovDI@tatneft.tatar

А. А. Аммосов, к.т.н., доцент, Удмуртский государственный университет, Институт нефти и газа им. М.С. Гучериева.

E-mail: Ammosov1969@mail.ru

DRILLING WITH CASING TAIL APPLICATION

D. I. Buzerov, A. A. Ammosov

Annotation. The article discusses the technology of drilling with a casing tail, aimed at improving the efficiency of well construction in complex geological conditions. The study was conducted on the example of the Romashkinskoye field, where this technology reduces time costs, minimizes complication risks, and improves cementing quality. The equipment composition, work procedure, and industrial and environmental safety requirements are described. The results demonstrate significant economic benefits and prospects for technology implementation in other regions.

Keywords: casing tail, sidetrack drilling, cementing, industrial safety, environmental safety, Romashkinskoye field.

REFERENCES

1. STO TN 633-2020 "Well Remediation Procedure by Sidetracking Method".
2. STO TN 228-2017 "Rotary Liner Hanger Cementing Technology Manual".
3. GOST 632-80 "Steel Casing Pipes and Couplings. Technical Requirements".

4. ISO 45001:2018 "Occupational Health and Safety Management Systems.

5. RD 153-39.0-806-13 "Waste Management Protocol for Tatneft Subsidiaries".

6. Federal Law No.116-FZ "On Industrial Safety of Hazardous Facilities".

РАЗРАБОТКА РЕЦЕПТУР ОБЛЕГЧЕННОГО ТАМПОНАЖНОГО МАТЕРИАЛА НА ОСНОВЕ МЕТАСИЛИКАТНАТРИЯ ДЛЯ КРЕПЛЕНИЯ СКВАЖИН РОМАШКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

А. Т. Кашанов, М. Б. Полозов, А. Н. Ильин

Аннотация. В статье рассматривается разработка облегченного тампонажного материала (ОТМ) на основе метасиликата натрия для крепления скважин Ромашкинского месторождения. Проведен анализ существующих технологий, предложена новая рецептура, обеспечивающая снижение стоимости материала при сохранении высоких физико-механических характеристик цементного камня. Результаты лабораторных и опытно-промышленных испытаний подтвердили эффективность применения разработанного состава.

Ключевые слова: тампонажный материал, метасиликат натрия, Ромашкинское месторождение, крепление скважин, облегченные смеси.

Введение

Ромашкинское нефтяное месторождение, открытое в 1948 году, является одним из крупнейших в России. Его разработка осложнена сложными горно-геологическими условиями, включая слоистость пластов, низкую гидропроводность и высокую коррозионную активность. Одной из ключевых проблем является качественное крепление скважин, особенно в верхних интервалах (0–1000 м), где традиционные облегченные тампонажные материалы (ОТМ) не всегда обеспечивают необходимую герметичность.

Существующие решения, такие как ПЦТ-III-Об-5-50 или составы на основе микросфер, имеют ряд недостатков: высокая стоимость, низкая адгезия к обсадной колонне, сложности при геофизическом контроле. В связи с этим актуальной задачей является разработка альтернативного ОТМ на основе метасиликата натрия, сочетающего доступную стоимость и улучшенные эксплуатационные свойства.

Анализ существующих ОТМ

В работе исследованы следующие материалы:

- ПЦТ-III-Об-5-50 (заводской облегченный цемент);
- составы с алюмосиликатными микросферами (АСПМ) и гра-нулированными наполнителями.

Основные недостатки:

- высокая стоимость микросферных добавок (увеличение цены на 60–90 %);
- низкая достоверность данных акустической цементометрии из-за высокой пористости.

Разработка новой рецептуры

Предложен состав на основе:

- ПЦТ-I-50 + метасиликат натрия + бентонитовый глинопо-рошок + замедлитель схватывания.

Преимущества:

- снижение стоимости на 30–40 % по сравнению с микросфер-ными аналогами;
- улучшенная растекаемость (260 мм) и прочность на сжатие (7,8 МПа);
- безусадочность, предотвращающая образование микротре-щин.

Лабораторные испытания

Проведены испытания по ГОСТ 34532-2019:

Параметр	Норма	Результат
Плотность, г/см ³	1,50–1,65	1,49
Растекаемость, мм	≥200	260
Прочность на сжатие, МПа	≥0,7	7,8

Опытно-промышленные работы

ОТМ апробирован на 14 скважинах Ромашкинского место-рождения. Результаты:

- коэффициент качества крепления (К-13): **0,81** (против 0,76 у аналогов);
- экономия: **4700–8500 руб./т** в зависимости от рецептуры.

Заключение

Разработанный ОТМ на основе метасиликата натрия демонстрирует:

1. Снижение себестоимости крепления скважин.
2. Повышение герметичности затрубного пространства.
3. Упрощение технологии приготовления.

Перспективным направлением является создание быстросхватывающихся модификаций для газовых скважин.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Абдинов М. А., Сулейманов И. А. Определение коэффициента теплопроводности насыщенного водой цементного камня различной плотности – М.: Нефтяное хозяйство, 1968, № 8.
2. Басарыгин Ю. М., Булатов А. И., Проселков Ю. М. Бурение нефтяных и газовых скважин:/ учебное пособие для вузов. М:ООО «Недра-Бизнес центр», 2002.– 632 с.
3. Булатов А.И. Формирование и работа цементного камня в скважине. – М.: Недра, 1990.– 409 с.
4. Приказ Ростехнадзора № 534 от 15.12.2020. об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности». – 358 с.
5. В.И. Зварыгин Тампонажные смеси: учебное пособие. 2014. – 216 с.
6. Реестр актов акустической цементометрии по скважинам Ромашкинского месторождения. 2021–2023. – 349 с.

Сведения об авторах:

А. Т. Кашапов, магистрант кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Удмуртский государственный университет, 426034, Россия, г. Ижевск, ул. Университетская, 1.

Email: Kashapovat87@mail.ru

М. Б. Полозов, кандидат биологических наук, доцент, заведующий кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Институт

нефти и газа им. М.С. Гудириева, 426034, Россия, г. Ижевск, ул. Университетская, 1.

E-mail: michael999@inbox.ru

А. Н. Ильин, доцент кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Институт нефти и газа им. М.С. Гудириева, 426034, Россия, г. Ижевск, ул. Университетская, 1.

E-mail: Andrey.ilyin.nu@mail.ru

DEVELOPMENT OF A LIGHTWEIGHT TAMPING MATERIAL FORMULATION BASED ON SODIUM METASILICATE FOR WELL CEMENTING IN THE ROMASKINO OIL FIELD

A. T. Kashapov, M. B. Polozov, A. N. Ilyin

Annotation. The article discusses the development of a lightweight cementing material (LCM) based on sodium metasilicate for well cementing at the Romashkino oil field. An analysis of existing technologies was conducted, and a new formulation was proposed, ensuring cost reduction while maintaining high physico-mechanical properties of the cement stone. The results of laboratory and pilot-industrial tests confirmed the effectiveness of the developed composition.

Keywords: cementing material, sodium metasilicate, Romashkino oil field, well cementing, lightweight mixtures.

REFERENCES

1. Abdinnov M.A., Suleymanov I.A. Determination of thermal conductivity coefficient of water-saturated cement stone of various densities. *Oil Industry Journal*, 1968, no. 8.
2. Basarygin Yu.M., Bulatov A.I., Proselkov Yu.M. *Drilling Oil and Gas Wells: Textbook for Universities*. Moscow: Nedra-Business Centre LLC, 2002. – 632 p. (in Russian)
3. Bulatov A.I. *Formation and Performance of Cement Stone in Wells*. Moscow: Nedra, 1990. – 409 p.

4. Order of Rostekhnadzor No. 534 dated December 15, 2020 "On Approval of Federal Norms and Rules in the Field of Industrial Safety 'Safety Rules in Oil and Gas Industry'". 358 p.

5. Zvarygin V. I. Cementing Slurries: Textbook. 2014. 216 p.

6. *Registry of Acoustic Cement Bond Logging Acts for Wells of Romashkino Field. 2021–2023. 349 p.

ТЕХНОЛОГИЯ БУРЕНИЯ МНОГОЗАБОЙНЫХ СКВАЖИН (FISHBONE) НА МЕСТОРОЖДЕНИИ «ОМБИНСКОЕ» С ПРИМЕНЕНИЕМ РУС

М. Б. Полозов, А. О. Тарасов, А. Д. Дё

Аннотация. В статье рассматривается технология бурения многоствольных скважин (Fishbone) на месторождении «Омбинское» с использованием роторно-управляемых систем (РУС). Описаны конструктивные особенности и принципы работы РУС, а также их влияние на траекторию и качество проводки скважин. Анализируются основные преимущества применения данной технологии, включая сокращение времени бурения, улучшение управляемости скважины и снижение геологических неопределенностей. Также рассматриваются вопросы оптимизации процесса бурения и повышения технико-экономических показателей путем использования современных телеметрических систем и автоматизированного управления буровым процессом. Представлены результаты внедрения технологии на практике, включая показатели эффективности очистки скважины, расчетные нагрузки и параметры бурения.

Ключевые слова: роторно-управляемые системы, бурение, проводка скважины, режим бурения, осложнения, мнозобойная, многоствольная.

В современном бурении широкое распространение получили роторно-управляемые системы (РУС), что обусловлено их повышенной маневренностью при проходке скважин.

Современные телеметрические комплексы и адаптированные под РУС отклоняющие компоновки оснащены автономными энергоисточниками. Управление процессом бурения осуществляется с поверхности через специальную систему мониторинга. Контроль за процессом ведет квалифицированный инженер-буровик, обладающий экспертизой работы с данным оборудованием.

Телеметрическая система в режиме реального времени передает данные о пространственном положении бурового инструмента. Эта информация анализируется наземным компьютером и отображается оператору, который на основании полученных данных корректирует траекторию скважины для соблюдения проектных параметров.

Использование роторно-управляемых систем (РУС) обеспечивает значительное сокращение времени на корректировку ствола при направленном бурении. Встроенный инклинометрический модуль в конструкции РУС гарантирует высокую точность управления траекторией благодаря минимальному интервалу между замерами (1–3 метра).

Ключевые технологические особенности:

Регулировка усилия отклоняющих лопаток позволяет плавно изменять угол искривления по аналогии с винтовым забойным двигателем, но без необходимости последующей стабилизации в нулевом положении.

Процесс управляемого роторного бурения включает три основных этапа:

- ориентация корпуса инструмента по заданному направлению бурения;
- активация режима отклонения с фиксацией плашек в рабочем положении;
- разъединение вращательного привода корпуса от вала.

В рабочем режиме происходит:

- вращение всей бурильной колонны;
- статичное положение корпуса рус (за счет прижима плашек к стенкам скважины);
- скользящее движение неподвижного корпуса рус по стволу.

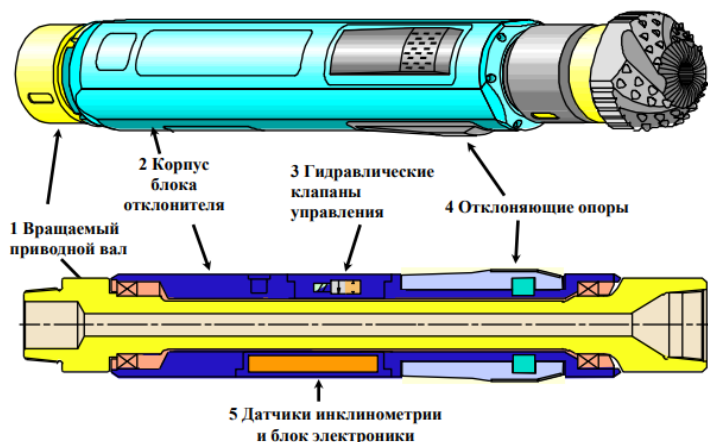


Рис. 1. Блок отклонителя

На валу 1 находится корпус отклонителя 2, в котором имеется блок электроники и датчики инклинометрии 5, с гидравлическими клапанами 3, управляющими опорами 4 [18]. Принцип действия устройства приведен на рисунке 2, а рисунке 2, б. Система «Авто-трак» включает в себя элементы на рисунке 3).

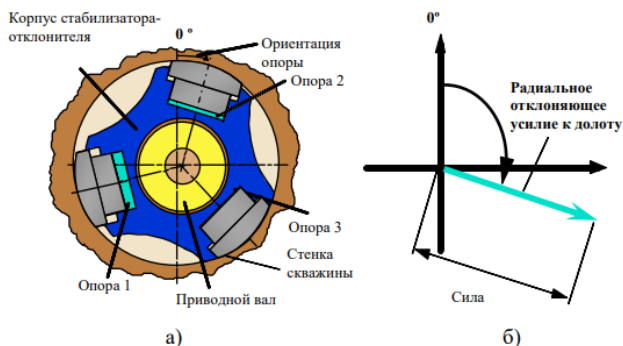


Рис. 2. Схема действия отклонителя

Геологические факторы в большинстве случаев выступают основной причиной отклонений от проектной траектории. Особенно

критичным становится значительный интервал между замерами (не-промер) при бурении горизонтальных участков, что существенно увеличивает геологические риски и может привести к неконтролируемым изменениям траектории ствола.

Применение роторно-управляемых систем (РУС) позволяет не только минимизировать эти риски, но и существенно улучшить технико-экономические показатели бурения в регионе.

Современные технологические решения обеспечивают:

- повышение точности управления траекторией;
- снижение геологической неопределенности;
- оптимизацию экономических показателей бурения.

Использование высокотехнологичного оборудования открывает новые возможности:

- строительство особо сложных скважинных конструкций;
- реализацию сверхдлинных стволов (более 12 км);
- бурение с экстремальными значениями отхода от вертикали;
- повышение общей эффективности буровых работ.

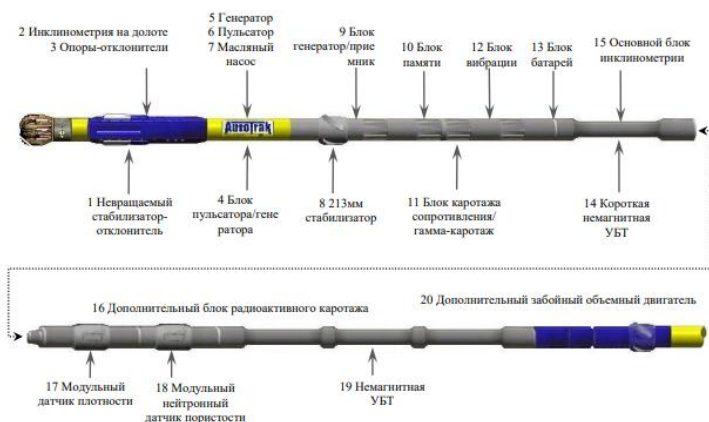


Рис. 3. Состав компоновки низа буровой колонны

Ключевые преимущества:

- снижение геологических рисков;

- повышение точности проводки;
- расширение технических возможностей;
- улучшение экономических показателей.

Объекты пронумерованы как скв. № 1, 2, 3, 4, 5. Объекты расположены на территории ХМАО, Западная Сибирь.

Также внедрение технологии позволило значительно увеличить диапазон параметра НДСП, что напрямую сказывается на индексе очистки ствола скважины (НСИ).

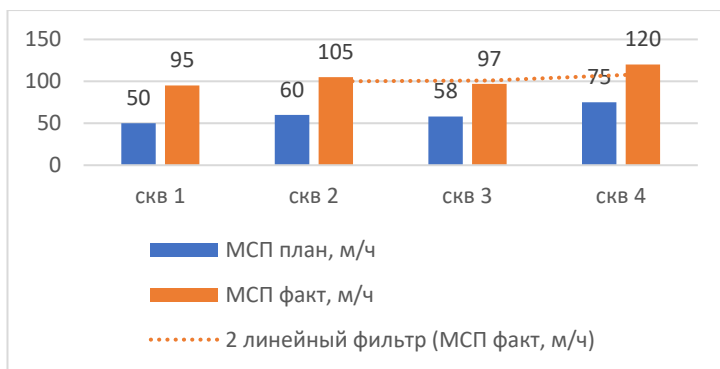


Рис. 4. Оптимизация по МСП после внедрения технологии

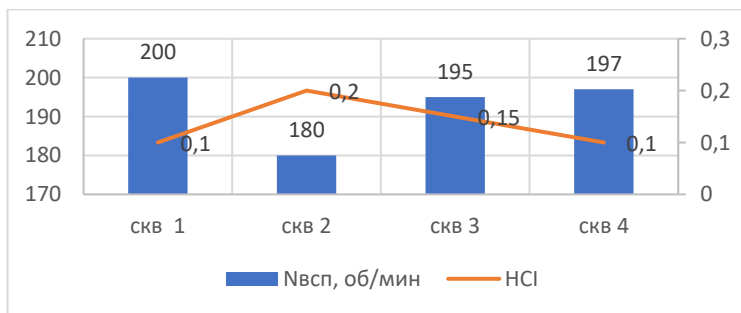


Рис. 5. Возможность увеличения позволяет максимально оптимизировать индекс очистки ствола скважины (НСИ)

1. При бурении на глубине 3058 м (ствол № 1) момент на роторе составил 17.3 кН·м, что соответствует допустимому значению для бурильных труб типа СБТ-88.9 S-135 (21.57 кН·м) и значительно ниже предельного момента свинчивания.

2. Аналогичная ситуация наблюдается при бурении на глубине 3074 м (ствол №2), где момент составил 17.4 кН·м, оставаясь в пределах рекомендуемых значений для используемых труб.

3. Использование труб СБТ-89 G-105 также показало безопасность операций, так как рассчитанные моменты (10.8 кН·м) значительно ниже предельного значения (14.45 кН·м).

4. Минимально необходимый расход бурового раствора для выноса шлама – 11 л/с.

5. При расчетной скорости проходки 15 м/ч, производительность насосов в 17 л/с обеспечивает эффективную очистку ствола, удерживая концентрацию шлама в затрубном пространстве на уровне 0.5 % (при максимально допустимых 3 %).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1 Кузнецов А. В. Высшая математика: математическое программирование : учебник / А. В. Кузнецов, В. А. Сакович, Н. И. Холод ; под общ. ред. А. В. Кузнецова. – 4-е изд., стер. – Санкт-Петербург: Лань, 2013. – 351 с Григорян А. М. Вскрытие пластов многозабойными и горизонтальными скважинами / А. М. Григорян. – Москва : Недра, 1969. – 192 с. с илл. – Текст : непосредственный.

2 Оганов А. С. Многозабойное бурение скважин развитие, проблемы и успехи / А. С. Оганов, Г. С. Оганов, С. В. Позднышев. – Москва: ВНИИОЭНГ, 2001. – Текст : непосредственный.

3 Повалихин А. С. Бурение наклонных, горизонтальных и многозабойных скважин / А. С. Повалихин, А. Г. Калинин, С. Н. Басстриков, К. М. Солодкий ; под общей редакцией докт. техн. наук., проф. А. Г. Калинина. – Москва : ЦентрЛитНефтеГаз, 2011. – 647 с. – Текст : непосредственный.

4 Техника и технология строительства боковых стволов в нефтяных и газовых скважинах : учебное пособие / В. М. Шенбергер,

Г. П. Зозуля, М. Г. Гейхман [и др.]. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2007. – 496 с. – Текст : непосредственный.

5 Хранение природного газа в подземных хранилищах / А. Бари, Ф. Кротогино, Б. Преведель [и др.] – Текст : непосредственный // Ойлфилд ревью 14. – 2002. – № 2. – С. 3–17.

6 Фокеева Л. Х. Определение оптимальной траектории и длин стволов многоствольных горизонтальных скважин с учетом особенностей коллектора. – Текст : электронный // Нефтегазовое дело. – 2006. – URL :

http://www.ogbus.ru/authors/Fokeeva/Fokeeva_1.pdf (дата обращения: 12.03.2025).

Сведения об авторах:

А. О. Тарасов, магистрант кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Удмуртский государственный университет, 426034, Россия, г. Ижевск, ул. Университетская, 1.

E-mail: michael999@inbox.ru

М. Б. Полозов, кандидат биологических наук, доцент, заведующий кафедрой бурения нефтяных и газовых скважин, Институт нефти и газа им. М.С. Гуцириева, 426034, Россия, г. Ижевск, ул. Университетская, 1.

E-mail: michael999@inbox.ru

А. Д. Де, доцент кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Институт нефти и газа им. М.С. Гуцириева, 426034, Россия, г. Ижевск, ул. Университетская, 1.

E-mail: sashade2020@mail.ru

DRILLING TECHNOLOGY OF MULTILATERAL WELLS (FISHBONE) AT THE "OMBINSKOE" FIELD USING ROTARY STEERABLE SYSTEMS

M. B. Polozov, A. O. Tarasov, A. D. De

Annotation. The article examines the drilling technology of multi-lateral wells (Fishbone) at the "Ombinskoe" field using rotary steerable systems (RSS). The structural features and operating principles of RSS are described, as well as their impact on well trajectory and drilling quality. The main advantages of this technology are analyzed, including reduced drilling time, improved well controllability, and minimized geological uncertainties. The paper also addresses drilling process optimization and enhancement of technical and economic indicators through the use of modern telemetry systems and automated drilling control. Practical implementation results are presented, including wellbore cleaning efficiency indicators, calculated loads, and drilling parameters.

Keywords: rotary steerable systems, drilling, well trajectory, drilling mode, complications, multilateral, multi-branch.

REFERENCES

1. Kuznetsov A. V. Higher mathematics: mathematical programming: textbook A.V. Kuznetsov, V. A. Sakovich, N. I. Kholod ; under the general editorship of A.V. Kuznetsov. – 4th ed., revised. Saint Petersburg: Lan Publ., 2013. 351 p. Grigoryan A.M. Opening formations with multi-hole and horizontal wells / A.M. Grigoryan. Moscow : Nedra Publ., 1969. 192 p. with fig. – Text : direct.
2. Oganov A. S. Multi-hole drilling of wells development, problems and successes / A. S. Oganov, G. S. Oganov, S. V. Pozdnyshov. – Moscow: VNIIOENG, 2001. – Text : direct
3. Povalikhin A. S. Drilling of inclined, horizontal and multi-hole wells / A. S. Povalikhin, A. G. Kalinin, S. N. Batrikov, K. M. Solodky ; under the general editorship of dokt. Technical Sciences, professor A. G. Kalinina. – Moscow : CentrLitNefteGaz, 2011. – 647 p. – Text : direct.

4. Technique and technology of construction of side shafts in oil and gas wells : a textbook / V. M. Schoenberger, G. P. Zozulya, M. G. Geikhman [et al.]. Tyumen : Tyumen State University, 2007. 496 p. – Text : direct.

5. Natural gas storage in underground storage facilities / A. Bari, F. Krotogino, B. Prevedel [et al.] – Text : direct // Oilfield review 14. – 2002. – № 2. – Pp. 3–17.

6. Fokeeva L. H. Determination of the optimal trajectory and length of trunks of multi-barrel horizontal wells, taking into account reservoir characteristics. – Text : electronic // Oil and gas business. – 2006. – URL: http://www.ogbus.ru/authors/Fokeeva/Fokeeva_1.pdf (date of request: 12.03.2025).

СЕКЦИЯ 3
ГЕОЛОГИЯ И ЭНЕРГЕТИКА НЕФТЯНЫХ
И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

ВИЗУАЛЬНЫЙ СЕЙСМОСТРАТИГРАФИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ

А. С. Кулаков, Н. Г. Истомина

Аннотация. В настоящее время, в связи с уменьшением в фонде подготовленных к бурению крупных контрастных структур антиклинального типа, а также значительным сокращением размеров открываемых месторождений, в «старых» нефтедобывающих регионах Уральско-Поволжской нефтегазоносной провинции, все больше внимания уделяется проблемам достоверного картирования сложнопостроенных структур. Визуальная интерпретация сейсмических временных разрезов способствует повышению эффективности выделения данных структур, при использовании критериев гладкости и шероховатости отражений, и позволяют визуально точнее картировать их границы. В статье рассматриваются теоретические основы, и практическое применение визуального сейсмостратиграфического анализа для изучения геологического строения территории Удмуртской Республики. Особое внимание уделяется особенностям интерпретации сейсмических данных в условия региона. Актуальность данной работы обусловлена тем, что сейсмические временные разрезы являются основой для построения структурных карт, на базе которых проектируют размещение первых поисковые скважины.

Ключевые слова: визуальный сейсмостратиграфический анализ, геологическая интерпретация, сейсмический временной разрез, сейсмические данные, геологическое строение, ловушки, нефтегазовый комплекс, углеводороды.

Введение

Визуальный сейсмостратиграфический анализ является одним из ключевых методов комплексной геологической интерпретации сейсмических данных. Этот метод позволяет геологам получить детальное представление о геологических структурах и процессах, которые привели к их образованию и эффективно решать задачи по поиску и разведке месторождений углеводородного сырья (УВС).

Этот метод основан на визуальном извлечении геологической информации на основе анализа сейсмических образов – характерных рисунков сейсмической записи, соответствующих определённым геологическим объектам.

Цель данного анализа является расчленение сейсмического временного разреза на аналоги комплексов осадочных пород, которые связаны с особенностями строения и временем осадконакопления.

Преимущество данного метода заключается в его наглядности, визуальной привлекательности и возможности сопоставления результатов с современными аналогами.

Метод визуального сеймостратиграфического анализа в современных условиях

В настоящее время данный метод позволяет существенно повысить эффективность изучения геологических характеристик осадочного комплекса и способствует принятию более обоснованных решений при планировании геологоразведочных работ, так как данные сейсмических временных разрезов являются основой для построения структурных карт, на базе которых проектируют размещение первых поисковых скважин [1; 2; 6].

Следует понимать, что кажущаяся простота восприятия сейсмического изображения может быть обманчива. Результаты анализа зависят от множества факторов, включая сейсмогеологические условия, параметры полевой съемки, качество проведенных исследований, применяемых технологий обработки и интерпретации данных.

Региональная сеймостратиграфия дает возможность на временных сейсмических разрезах по гладкости и зеркальности отражений отождествлять их с согласными напластованиями отложений (рис. 1, обозначение 1), по шероховатости и срезанию намечать границы несогласий и перерывов (рис. 1, обозначение 2).

Сочетание региональной сеймостратиграфии и биостратиграфии позволяет отмечать хроностратиграфические перерывы и неровности строения геологических объектов в разрезах, по шерохова-

тым отражения, и согласное напластование слагающих их пород, по гладкости отражений [1].

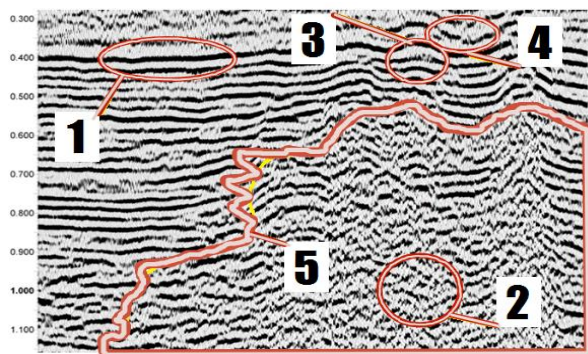


Рис. 1. Фрагмент временного разреза, связанный с согласным напластованием.

- 1 – гладкие, зеркальные отражения; 2 – шероховатые отражения;
3 – антиклинальная складка;
4 – синклиальная складка; 5 – рифогенный массив

Использование метода на территории Удмуртской Республики

Удмуртская Республика представляет собой территорию со сложным геологическим строением, требующим особого подхода к визуальному сейсмостратиграфическому анализу сейсмических данных, который позволяет детализировать особенности строения осадочной толщи [2–5].

В основу тектонического районирования положены структурные взаимоотношения, которые определялись историей геологического развития и отражены в морфологии регионально-нефтегазоносных горизонтов терригенной и карбонатной толщ девона и карбона [6].

В качестве примера был взят фрагмент сейсмического временного разреза по региональному профилю (рис. 2), пересекающий территорию Удмуртии с северо-востока на юг, данный участок располагается в центральной части территории. Фундамент здесь обра-

зует ряд крупных отрицательных и положительных структур, ограниченных тектоническими нарушениями. Кристаллический фундамент покрыт мощными отложениями пород рифейского комплекса, на которых со значительным несогласием залегают толщи венда и палеозоя [6].

По сейсмическим данным в центральной части временного разреза наблюдается система дизъюнктивов, образующих грабенообразный прогиб. Отложения рифейского, вендского и палеозойского возраста осложнены тектоническими нарушениями, которые хорошо визуализируются на сейсмическом временном разрезе (рис. 2). Начало формирования комплекса осадочного чехла относится к байкальскому циклу.

Важно отметить, что при переходе от региональных к локальным структурам необходимо учитывать особенности геологического строения региона, наличие тектонических нарушений, характер залегания пород и особенности осадконакопления.

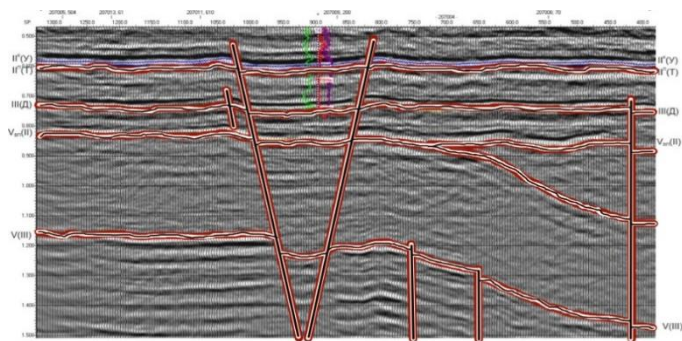


Рис. 2. Фрагмент временного разреза по региональному профилю

Выделение локальных структур на временных сейсмических разрезах является ключевым этапом в поиске и разведке месторождений углеводородного сырья.

Прослеживаемость структур по маркирующим поверхностям регионального сейсмического разреза Удмуртии зависит, прежде всего, от их генезиса. Исследование генезиса локальных структур по-

зволило выделить ряд основных форм: антиклинальные и синклинальные поднятия, рифогенные массивы и тектонические нарушения [6].

Антиклинальные и синклинальные складки (см. рис. 1 обозначения 3, 4) представляют собой наиболее распространенные структурные формы согласного напластования. Ловушки, которые связаны со складками, могут варьироваться от пологих куполов до протяженных антиклиналей с симметричными или асимметричными крыльями [7]. На временных сейсмических разрезах такой тип структур четко прослеживается как системы гладких, зеркальных отражений приподнятой и вогнутой формы (рис. 1).

Рифогенные массивы (см. рис. 1, обозначение 5) формируются в результате биогенной аккумуляции продуктов жизнедеятельности организмов – рифопостроителей, они характеризуются массивными карбонатными отложениями и на сейсмических разрезах они выделяются как положительные формы со сложной внутренней структурой, что наглядно наблюдается на рисунке 1 по шероховатости границ отражений.

Практическое значение вышеупомянутых структур заключается в том, что они являются потенциальными ловушками для скопления углеводородов. Важно отметить, что тектонические нарушения (сбросы, взбросы) часто осложняют структуру складок и влияют на условия скопления углеводородов, образуя тектонически ограниченные залежи. Они могут, как создавать новые ловушки, так и разрушать существующие.

Выводы:

1) Сложность интерпретации – интерпретация сейсмических данных требует высокой квалификации и существенного практического опыта геологов. Необходимо учитывать множество факторов, включая литологический состав пород, геологическую историю региона, и возможные структурные особенности строения структур. Ошибки в интерпретации могут привести к неверным выводам о строении недр и к неудачным решениям при поиске и разведке месторождений УВС.

2) Влияние помех – качество сейсмических данных может быть искажено различными факторами, такими как техногенные шумы или неоднородность среды. Наличие трещин, газовых включений или зон повышенной пористости может создавать дополнительные отражения и дифракции сейсмических волн, затрудняющие интерпретацию.

3) Ограниченная разрешающая способность – сейсмические методы имеют ограничения по разрешению, что может затруднять выделение тонких пластов, маломощных и сложно построенных структур. Вертикальное разрешение определяется длиной волны сейсмического сигнала, поэтому тонкие пласты, толщина которых меньше четверти длины волны, могут не выделяться на сейсмическом разрезе. Горизонтальное разрешение также ограничено и зависит от расстояния между местами приема сейсмических волн.

4) Визуальный сейсмостратиграфический анализ является ключевым методом в современной геологоразведке, обеспечивающим научно обоснованный подход к выявлению перспективных нефтегазовых структур. Метод актуален для выделения перспективных поисковых структур, а также оценки их перспективы на основе комплексного анализа геологического строения, что особенно важно в условиях сокращения легкодоступных структур и освоения новых, более сложных объектов.

Таким образом, правильное выделение и интерпретация локальных структур на сейсмических временных разрезах позволяет эффективно прогнозировать наличие потенциальных ловушек УВС и планировать дальнейшие геологоразведочные работы.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Овчеренко А. В., Сафонов А. С. Методические приемы интерпретации геофизических материалов при поисках, разведке и освоении месторождений углеводородов. – М.: Научный мир, 2002.
2. Ольнева Т. В. Сейсмофациальный анализ. Образы геологических процессов и явлений в сейсмическом изображении. Институт компьютерных исследований, 2018. – 152 с.

3. Повышение достоверности картирования неантиклинальных ловушек нефти на стадии высокой степени изученности недр / В. А. Савельев, Н. Г. Истомина, С. Б. Колесова [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2024. – № 2. – С. 18–22.

4. Уланова А. А., Истомина Н. Г. Проблемы поиска сложно-построенных ловушек на территории Удмуртской Республики. Сборник тезисов XII Международной научно-практической конференции: сб. тез. конф. 15 апр. 2022 г. / М-во науки и высш. образования РФ, ФГБОУ ВО «УдГУ», ИНГ им. М. С. Гучериева, АО «Белкамнефть» им. А. А. Волкова. – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2022. – С. 223–227.

5. Павлова Т. Ю., Коркин К. М., Пуртова Т. Н., и др. (2002). Современные представления о геологии и нефтеносности Удмуртии. УГЭ, фонды ФГБУ «Росгеолфонд» № 478834.

6. Савельев В. А. Нефтегазоносность и перспективы освоения ресурсов нефти Удмуртской Республики. – Москва-Ижевск, 2003. – 288 с.

7. Истомина Н. Г. Перспективы поиска новых ловушек нефти и газа неантиклинального типа / Н. Г. Истомина, К. Р. Яруллин // Сборник тезисов XI Международной научно-практической конференции. Ин-т нефти и газа им. М. С. Гучериева, 16 апреля 2021 г.: тезисы докл. – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2021. – С. 129–135.

Сведения об авторах:

А. С. Кулаков, студент 2 курса, группа ОС-21.05.02.02-21, Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Удмуртский государственный университет» (УдГУ), Институт нефти и газа им. М.С. Гучериева (ИНИГ им. М.С. Гучериева), Удмуртская республика, г. Ижевск, ул. Университетская, 1, корпус 7.

E-mail: sesel_farm02@mail.ru

Н. Г. Истомина, доцент кафедры РЭНГМ, Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего об-

разования «Удмуртский государственный университет» (УдГУ), Институт нефти и газа им. М.С. Гудериева (ИНИГ им. М.С. Гудериева), Удмуртская республика, г. Ижевск, ул. Университетская, 1, корпус 7.

E-mail: istomina.n.g@gmail.com

VISUAL SEISMOSTRATIGRAPHIC ANALYSIS

A. S. Kulakov, N. G. Istomina

Abstract. At present, due to the decrease in the stock of large contrast structures of anticlinal type prepared for drilling, as well as a significant reduction in the size of discovered fields in the «old» oil-producing regions of the Ural-Volga oil and gas province, more and more attention is paid to the problems of reliable mapping of complex structures. Visual interpretation of seismic time sections helps to increase the efficiency of the separation of these structures, using the criteria of smoothness and roughness of reflections, and will allow to map their boundaries more accurately. The article deals with the theoretical basis and practical application of visual seismic stratigraphic analysis to study the geological structure of the territory of the Udmurt Republic. Special attention is paid to the peculiarities of seismic data interpretation in the conditions of the region. The relevance of this work is due to the fact that seismic time sections are the basis for the construction of structural maps, on the basis of which design the placement of the first exploration wells.

Keywords: visual seismostratigraphic analysis, geological interpretation, seismic time section, seismic data, geological structure, traps, oil and gas complex, hydrocarbons.

REFERENCES

1. Ovcherenko A. V., Safonov A. S. Methodological techniques for the interpretation of geophysical materials in the search, exploration and development of hydrocarbon deposits. – Moscow: Scientific World, 2002.

2. Olneva T. V. Seismic facies analysis. Images of geological processes and phenomena in the seismic image. Institute of Computer Research, 2018. – 152 p.

3. Increasing the reliability of mapping non-anticlinal oil traps at the stage of a high degree of exploration of the subsurface / V. A. Savelyev, N. G. Istomina, S. B. Kolesova [et al.] // Oil industry. – 2024. – No. 2. – Pp. 18–22.

4. Ulanova A.A., Istomina N.G. Problems of searching for complex traps in the territory of the Udmurt Republic. Collection of abstracts of the XII International Scientific and Practical Conference: collection of theses. conf. 15 Apr. 2022 / Moscow Institute of Science and Higher Education. education of the Russian Federation, Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education "UdGU", M. S. Gutseriev ING, A. A. Volkov Belkamneft JSC. Izhevsk: Institute of Computer Research, 2022. Pp. 223–227.

5. Pavlova T. Yu., Korkin K.M., Purtova T.N., et al. (2002). Modern ideas about the geology and oil content of Udmurtia. UGE, funds of FSBI Rosgeolfond №. 478834.

6. Savelyev V. A. Oil and gas potential and prospects for the development of oil resources of the Udmurt Republic. – Moscow-Izhevsk, 2003. – 288 p.

7. Istomina N. G. Prospects of searching for new oil and gas traps of non-anticline type / N. G. Istomina, K. R. Yarullin // Collection of abstracts of the XI International scientific and practical Conference. M. S. Gutseriev Institute of Oil and Gas, April 16, 2021: Abstracts of the report. Izhevsk: Institute of Computer Research, 2021. – Pp. 129–135.

ВОЗМОЖНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТЕПЛА НЕДР ЗЕМЛИ В ОТРАБОТАВШИХ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИНАХ

Д. В. Веселков, И. И. Саттаров, Е. М. Борисова

Аннотация. В представленной работе рассматривались возможности использования тепла недр Земли в рамках геотермальной энергетики для получения тепловой и электрической энергии. В качестве имеющегося отработанного ресурса приняты неиспользуемые нефтяные скважины. Изучен имеющийся опыт внедрения геотермальных установок для получения энергии в промышленных масштабах, проведен анализ используемых технологий. Рассмотрен наиболее перспективный способ использования геотермальной энергии для практического внедрения.

Ключевые слова: геотермальная энергетика, тепловые насосы, отработавшие нефтяные скважины.

В современной энергетической сфере существует тенденция внедрения новых технологий, развития нетрадиционных и возобновляемых источников энергии. Среди них лидируют энергия солнца и энергия ветра. Отдельно можно выделить энергию потоков воды. Но стоит отметить, что при реализации и внедрении такого рода энергетических установок существуют негативные последствия, о которых зачастую не упоминают, тем самым идеализируя данные способы получения энергии. Существенным недостатком строительства гидроэлектростанций является влияние на ландшафт и местные экосистемы. Строительство ГЭС характеризуется неэффективностью и неэкономичностью в условиях равнинной местности. Целесообразность реализации ветряных электрических станций во многом зависит от географических условий и определяется непостоянством и нерегулируемостью ветрового потока. Плотность солнечного излучения, погодные условия, геометрические возможности расположения солнечных электрических станций чаще всего не позволяют активно вводить их в эксплуатацию повсеместно.

Одним из видов альтернативных источников энергии является геотермальная энергетика, которая позволяет использовать тепловую энергию, заключённую в недрах Земли. При этом теплота может быть использована, согласно имеющемуся опыту, как в очевидных прямых целях теплоснабжения, так и в косвенных целях выработки электрической энергии.

В настоящее время существует следующая классификация типов источников геотермальной энергии [1]:

- сухой пар;
- влажный пар;
- геотермальные воды;
- сухие горячие каменные породы, разогретые магмой;
- магма.

Крупные промышленные ГеоЭС могут быть реализованы по следующим тепловым схемам [2]:

- ГеоЭС прямого цикла с одностадийным разделением геотермального источника;
- ГеоЭС с двухстадийным разделением геотермального источника;
- ГеоЭС с прямой подачей сухого пара на турбину;
- бинарная ГеоЭС;
- комбинированные ГеоЭС.

В Российской Федерации на сегодняшний день эксплуатируются четыре промышленные геотермальные электрические станции: Мутновская, Паужетская, Верхне-Мутновская и Менделеевская, общей мощностью 81,4 МВт. Все они располагаются в восточной части нашей страны (рис. 1). Мутновская ГеоЭС с прямым использованием пара является крупнейшей, ее мощность составляет 50 МВт. Пароводяная смесь на электростанции разделяется на пар, используемый для привода двух паровых турбин типа К-25-0,6 Гео и генераторов Т-25-2УЗ, и сепарат, закачиваемый обратно в скважины.

Геотермальные источники также могут быть разделены по типу используемых ресурсов на гидротермальные, заключенные в воде, паре или пароводяной смеси, и петротермальные, представляющие собой теплоту горных пород [3–5]. Гидротермальные источники составляют лишь около 1 % геотермальных ресурсов и в России в большинстве своем сосредоточены на Камчатке. Сложность, иногда и невозможность передачи получаемой энергии, приводит, как итог, к ограниченности использования. Однако петротермальные представляются перспективным способом извлечения теплоты из недр Земли.

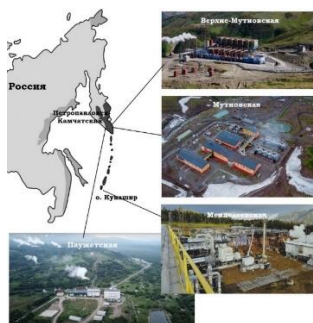


Рис. 1. Промышленные геотермальные электростанции России

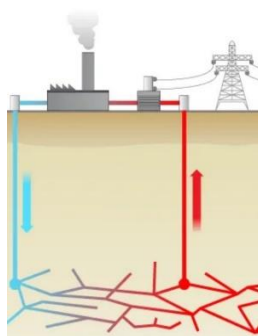


Рис. 2. Принципиальное устройство петротермальной энергетической установки [6]

Петротермальная технология получения энергии подразумевает закачку воды в нагнетательную скважину с разогретой породой (рис. 2), в которой жидкость превращается в газ и возвращается обратно на станцию. Для выхода теплоносителя потребуются вторая скважина, соединенная с нагнетательной посредством трещин, полученных в результате закачивания жидкости под значительным давлением – гидроразрыва [7].

Стоит отметить, что несмотря на перспективность петротермальной энергетики, технологические особенности получения теплоносителя для выработки помимо тепловой, еще и электрической

энергии существенно усложняют и ограничивают возможности ее распространения. Глубина скважин для высокоэффективной работы должна достигать нескольких километров. С этой точки зрения реализация на базе отработавших нефтяных скважин невозможна, так как глубина нефтяных скважин в среднем достигает не более 4 км. Доля сверхглубоких резервуаров более 4 км в совокупности с легкодоступными до 1 км не превышает 20 %. С учетом геотермического градиента на каждые 100 м изменение температуры в среднем составляет 3 °С, что дает температуру на глубине в пределах 120 °С.

При этом использование тепла недр Земли так или иначе остается по истине заманчивым в связи с по сути бесплатным энергоносителем. Однако в современных экономических условиях развитие геотермального энергоснабжения крайне затруднено за счет существенных капитальных затрат еще на этапе бурения скважин. Поэтому наиболее простым способом использования низкопотенциальной энергии недр Земли на базе отработавших нефтяных скважин служит использование теплового насоса для обеспечения теплоснабжения бытовых и промышленных объектов. Тепловой насос позволяет преобразовать температуру среды в тепловую энергию для нужд отопления и горячего водоснабжения.

Тепловые насосы (рис. 3) – экологически чистые, компактные устройства для переноса тепловой энергии от источника низкопотенциальной тепловой энергии (с низкой температурой) к теплоносителю с более высокой температурой [8].

Нефтяные скважины, на бурение которых затрачиваются существенные экономические ресурсы, после окончания работ по добыче нефти консервируются. Сегодня в нашей стране таких отработанных нефтяных скважин насчитывается несколько десятков тысяч. Соответственно, возможность использования таких неиспользуемых нефтяных скважин без необходимости существенных капиталовложений для обеспечения бытовых и промышленных нужд теплоснабжения решает сразу несколько задач: продление эксплуатации отработанной нефтяной скважины, надежный источник низкопотенциального тепла.

С учетом внедрения теплового насоса на базе отработанной нефтяной скважины оптимальным является применение вертикального геотермального теплообменника, который погружается в скважину. Вертикальные теплообменники бывают U-образной и коаксиальной формы (труба в трубе).

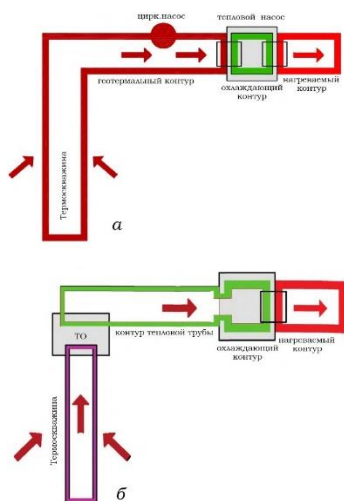


Рис. 3. Возможные схемы грунтовых теплообменников [8]: промежуточный контур циркуляции жидкости для вертикальных теплообменников (а), контур тепловой трубы для вертикальной термоскважины (б)

По методике [8] можно провести ориентировочный расчет системы теплоснабжения на базе отработавшей нефтяной скважины. В соответствии с [8] грунтовый массив с точки зрения сохранения и проводимости тепла может быть описан двумя параметрами – объемной теплоемкостью S_{vc} и теплопроводностью λ . объемной теплоемкостью S_{vc} описывает количество тепла, выделяющееся из единичного объема породы в результате снижения температуры на 1° . Теплопроводность определяется законом Фурье:

$$Q = -\lambda \cdot A \cdot \frac{d\theta}{dx} \quad (1)$$

где Q – поток тепла, Вт; A – площадь поперечного сечения рассматриваемого блока материала, м^2 ; $d\theta/dx$ – температурный градиент, $^\circ\text{К}/\text{м}$.

Целью оценки тепловой мощности [7] является определение необходимых параметров грунтовых теплообменников и их конфигурации. В основу оценки закладывается ожидаемый коэффициент преобразования теплонасосного оборудования:

$$K_{\text{пр}} = \frac{Q_{\text{тн}}}{W_{\text{тн}}} \quad (2)$$

где $K_{\text{пр}}$ – коэффициент преобразования; $Q_{\text{тн}}$ – тепловая мощность теплонасосного оборудования, равная тепловой нагрузке объекта теплоснабжения, кВт; $W_{\text{тн}}$ – электрическая мощность, подаваемая на привод теплонасосного оборудования, кВт.

Тепловая мощность грунтовых теплообменников соответственно:

$$Q_{\text{н}} = Q_{\text{тн}} \cdot \left(1 - \frac{1}{K_{\text{пр}}}\right) \quad (3)$$

Далее согласно стандартной методике [8] может быть произведен расчет вертикального грунтового теплообменника. Так по результатам предварительного расчета для легкодоступной отработавшей нефтяной скважины глубиной до 250 м может быть установлен вертикальный грунтовой теплообменник длиной 207 м и теплового насоса мощностью 15 кВт, обеспечивающий нужды отопления и горячего водоснабжения бытовых потребителей.

Таким образом, геотермальная энергетика несет в себе значительный потенциал для использования с целью получения тепловой и электрической энергии. Однако технологические, географические и экономические особенности в настоящее время не позволяют широко внедрять использование указанных способов как в промышленных, так и в бытовых условиях.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Зыков Е. А., Вальцева А. И., Вальцев Н. В. Геотермальная энергетика: история и перспективы развития // Энерго- и ресурсосбережение. Энергообеспечение. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии. Атомная энергетика: сборник научных трудов. –

Екатеринбург: Издательство Уральского университета, 2021. – С. 347–351.

2. Янковский С. А. и др. Тепловые схемы геотермальной энергетики // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2023. – Т. 334. № 7. – С. 122–136.

3. Соловьев Б. А., Бодылев А. С., Павлов А. Д., Каекбирдина И. Д. Анализ перспектив развития геотермальной энергетики // Электротехнические и информационные комплексы и системы. – 2023. – № 1. Т. 19. – С. 117–124.

4. Алексеенко С. В., Бородулин В. Ю., Гнатусь Н. А., Низовцев М. И., Смирнова Н. Н. Проблемы и перспективы развития петротермальной энергетики // Теплофизика и аэромеханика. – 2016. Т. 23, № 1. – С. 1–16.

5. Шулюпин А. Н., Чермошнцева А. А. Современные тенденции в освоении геотермальных ресурсов // Известия ТулГУ. Науки о Земле. – 2022. – Вып. 1. – С. 165–176.

6. Электронный ресурс: Петротермальная энергетика: 7 согревающих фактов. – URL: <https://www.techinsider.ru/technologies/453622-petrotermalnaya-energetika-7-sogrevayushchih-faktov/> (дата обращения: 31.03.2025).

7. Гнатусь Н. А., Карпов С. В. Петротермальная энергетика России. Перспективы развития // Вестник Череповецкого государственного университета. – 2012. – № 2, Т. 2. – С. 10–16.

8. Методические рекомендации по использованию теплоты грунтового массива для теплоснабжения здания.

Сведения об авторах:

Д. В. Веселков, студент 3 курса направления подготовки 13.03.01 «Теплоэнергетика и теплотехника», ИНГ им. МС Гущериева, ФГБОУ ВО «Удмуртский государственный университет».

E-mail: d.veselkov2020@gmail.com

И. И. Саттаров, студент 3 курса направления подготовки 13.03.01 «Теплоэнергетика и теплотехника», ИНГ им. МС Гущериева, ФГБОУ ВО «Удмуртский государственный университет».

E-mail: sattarov33imil@icloud.com

Е. М. Борисова, научный руководитель, кандидат наук, доцент
кафедр теплоэнергетики ИНГ им. МС Гущериева, ФГБОУ ВО «Уд-
муртский государственный университет».

E-mail: borisovayelena@mail.ru

POSSIBILITIES OF USING EARTH HEAT IN DECOMPOSED OIL WELLS

D. V. Veselkov, I. I. Sattarov, E. M. Borisova

Annotation. The presented work considered the possibilities of using the heat of the Earth's interior within the framework of geothermal energy to obtain thermal and electrical energy. Unused oil wells were taken as an available waste resource. The existing experience of implementing geothermal installations for energy production on an industrial scale was studied, and the technologies used were analyzed. The most promising method of using geothermal energy for practical implementation was considered.

Keywords: geothermal energy, heat pumps, spent oil wells.

REFERENCES

1. Zykov E. A., Val'tseva A. I., Val'tsev N. V. Geotermal'naya energetika: istoriya i perspektivy razvitiya // Energo- i resursosbere-zhenie. Energoobespechenie. Netraditsionnye i vozobnovlyaemye istochniki energii. Atomnaya energetika: sbornik nauchnykh trudov. – Ekaterinburg: Izdatel'stvo Ural'skogo universiteta, 2021. – P. 347–351.
2. Yankovskii S.A. i dr. Teplovye skhemy geotermal'noi energetiki // Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov. – 2023. – T. 334. № 7. P. 122–136.
3. Solov'ev B. A., Bodylev A. S., Pavlov A. D., Kaekbirdina I. D. Analiz perspektiv razvitiya geotermal'noi energetiki // Elektrotekhnicheskies i informatsionnye komplekсы i sistemy. – 2023. – № 1. T. 19. – P. 117–124.
4. Alekseenko S. V., Borodulin V. Yu., Gnatus' N. A., Nizovtsev M. I., Smirnova N. N. Problemy i perspektivy razvitiya petroter-

mal'noi energetiki // Teplofizika i aeromekhanika. – 2016. – T. 23, № 1. – P. 1–16.

5. Shulyupin A. N., Chermoshentseva A. A. Sovremennye tendentsii v osvoenii geotermal'nykh resursov // Izvestiya TulGU. Nauki o Zemle. – 2022. Vyp. 1. P. 165–176.

6. Elektronnyi resurs: Petrotermal'naya energetika: 7 sogrevayushchikh faktov. – URL:

<https://www.techinsider.ru/technologies/453622-petrotermalnaya-energetika-7-sogrevayushchih-faktov/> (data obrashcheniya: 31.03.2025).

7. Gnatus' N. A., Karpov S. V. Petrotermal'naya energetika Rossii. Perspektivy razvitiya // Vestnik Cherepovetskogo gosudarstvennogo universiteta. – 2012. – № 2, T.2. – P. 10–16.

8. Metodicheskie rekomendatsii po ispol'zovaniyu teploty gruntovogo massiva dlya teplokhlosnabzheniya zdaniya.

СЕКЦИЯ 4
ИНОСТРАННЫЕ СТУДЕНТЫ

СОЛЯНО-КИСЛОТНАЯ ОБРАБОТКА СКВАЖИН: ПОВЫШЕНИЕ НЕФТЕОТДАЧИ И ПРОДЛЕНИЕ ЖИЗНИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

М. Б. Полозов, Д. В. Гришанович

Аннотация. В статье рассмотрены вопросы о повышении нефтеотдачи и продления жизни месторождений с использованием соляно-кислотной обработки на территории Удмуртской республики. Схемы использования соляно-кислотной обработки и виды соляно-кислотной обработки применяемые на территории Удмуртии. В данной статье рассмотрены достоинства и недостатки предлагаемых кислотных обработок, успешные примеры внедрения, экономическое обоснование использования.

Цель исследования – повышение нефтеотдачи и продление жизни с использованием поинтервального и больше-объёмного СКО на модельном месторождении.

Ключевые слова: повышение нефтеотдачи, экономия, продление жизни, ПСКО, БСКО.

Соляно-кислотная обработка (СКО) скважин – это один из наиболее распространенных методов интенсификации добычи нефти и газа, направленный на увеличение проницаемости призабойной зоны пласта (ПЗП). Процесс заключается в закачке в пласт специальных растворов кислот, которые растворяют часть горной породы, образуя дополнительные каналы для прохождения углеводородов. Это позволяет значительно повысить дебит скважины и продлить срок её эксплуатацию. На территории Удмуртии используются поинтервальные и больше-объёмные соляно-кислотные обработки. Цель обработки заключается в очистке фильтров, насосно-компрессорных труб и другие элементы скважины от продуктов коррозии, парафинистых отложений, солевых отложений и т. п. Под воздействием

СКО образуются каналы растворения, каверны, благодаря чему увеличивается проницаемость пород, что способствует росту производительности добывающих скважин.

Предлагается рассмотреть следующие варианты СКО:

- поинтервальная соляно-кислотная обработка (пско);
- больше-объёмная соляно-кислотная обработка (бско);

1. Поинтервальная соляно-кислотная обработка (ПСКО-рис.)-метод обработки каждого интервала пласта или пропластка. Его применяют в случаях, когда:

- вскрыты несколько самостоятельных прослоев общим фильтров или общим открытым забоем;
- вскрыт пласт большой толщины в разрезе которого есть интервалы с различной проницаемостью.

Сущность метода:

Намечаемый для обработки интервал изолируют двумя пакерами, которые устанавливают непосредственно у границ интервала или пропластка. После обработки одного интервала и последующей его пробной эксплуатации для оценки полученных результатов переходят к СКО следующего интервала.

Эффективность поинтервального СКО зависит от герметичности затрубного цементного камня, который предотвращает переточки нагнетаемого раствора соляной кислоты по затрубному пространству в другие пропластки.

Больше-объёмная соляно-кислотная обработка (БСКО) – технология, направленная на растворение удалённых от прискважинной зоны участков продуктивного пласта.

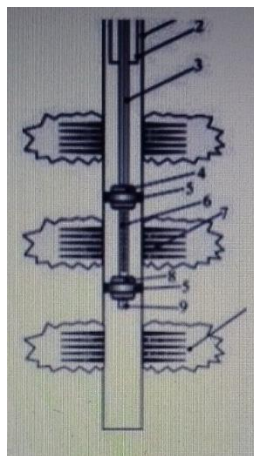


Рис. 1. Технологическая схема проведения поинтервального СКО:

- 1 – эксплуатационная колонна; 2 – лифтовая колонна; 3 – ГНКТ;
- 4 – гидравлический надувной пакер; 5 – уплотнительный элемент пакера;
- 6 – перфорированная труба; 7 – обрабатываемый пласт;
- 8 – надувной пакерпробка; 9 – заглушка;
- 10 – необрабатываемый продуктивный пласт

Цель таких обработок – увеличить область эффективного дренирования залежи нефти при снижении объёмов попутно добываемой пластовой воды.

Суть технологии заключается в том, что на вскрытую часть продуктивного пласта производят направленное воздействие кислотными составами с применением высоковязкой гидрофобной эмульсией.

При правильном проектировании БСКО можно добиться прироста и выравнивания профиля притока, что уменьшает риски обводнения.

Таблица 1

Эффективность ПСКО на месторождениях Удмуртии

Вид СКО	Месторождение	Кол-во обработок	Дополнительная добыча, т	Дополнительная добыча на 1 обработку, т	Удельная добыча нефти, т/сут. Обр.	Продолжительность эффекта, сут.
Поинтервальная СКО	Гремихинское	147	315679	2147	5.35	401
	Бегешкинское	28	38694	1382	3.95	350
	Киенгопская пл	14	9689	692	5.12	135

На рисунке 2 можно увидеть % обводнённости ПЗП до и после использования БСКО.

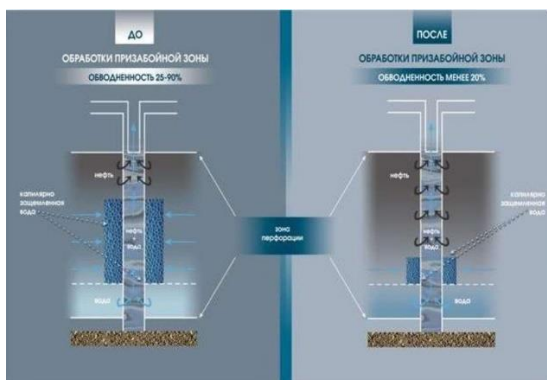


Рис. 2. Обводнённость до и после использования БСКО

Прирост добычи нефти после использования соляно-кислотной обработки в Удмуртии может составлять 10–25 % на отдельных

скважинах. Обработка карбонатных коллекторов давала увеличение дебита нефти на 5–15 %, газа на 3–7 %.

Например, на Мишкинском месторождении соляно-кислотная обработка увеличила добычу нефти на 15 %. Но стоит помнить, что это не навсегда, а только на первые месяцы. Затем добыча постепенно стабилизируется.

Из одного из исследований, средняя дополнительная добыча нефти при проведении соляно-кислотной обработки достигла 2945 тонн на одну скважинную операцию.

По некоторым данным, с января по ноябрь 2022 года объём добычи нефти в Удмуртии вырос на 3,6 % по сравнению с аналогичным периодом прошлого года.

Из результатов исследований продолжительность жизни месторождений после использования СКО повысилась от 2,87 до 14,68 месяцев, в среднем эффект длится примерно 7,17 месяцев (215 суток).

По данным из одного источника: дебит нефти месторождения до применения СКО составлял 5,0 м³/сут.

После применения СКО дебит нефти составил 6,3 м³/сут. Прирост скважины составил 1,3 м³/сут. Такой эффект сохраняется примерно около года, и за год дополнительная добыча нефти составляет 15,6 м³/сут.

Месторождение	Относительный прирост добычи нефти, % при кратности обработок				
	1	2	3	4	5
Мишкинское	55	45	26	11	6
Киенгопская площадь	58	36	28	20	12
Чутырская площадь	40	34	29	20	11

Преимущества использования СКО:

- повышение нефтеотдачи пласта;
- продление срока эксплуатации скважины;
- улучшение качества добычи.

Недостатки СКО:

- коррозия оборудования;
- возможность образования отложений снижающие проницаемость.

СКО – ключевой метод для карбонатных месторождений, позволяющий повысить нефтеотдачу и продлить жизнь скважин. Несмотря на риски, правильный подбор состава кислоты и современных технологий делает метод экономически выгодным. Дальнейшее развитие направлено на повышение точности воздействия и снижение экологических рисков.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Методы повышения производительности скважин / В. И. Кудинов, Б. М. Сучков. – Самара: Самарское кн. изд-во, 1996. – 411 с.
2. Повышение эффективности проведения обработки призабойной зоны пласта карбонатных коллекторов использованием отклонителей кислоты / М. Д. Пономарев, С. Ю. Борхович, М. Б. Полозов // Бурение&нефть. – 2021. – № 3. – С. 37–40.
3. Интенсификация добычи вязкой нефти из карбонатных коллекторов / В. И. Кудинов, Б. М. Сучков. – Самара : Самарск. кн.изд-во, 1996. – 437 с.
4. Повышение эффективности разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти: На примере Гремихинского и Старогрозненского месторождений, кандидат технических наук Колбикова, Валентина Викторовна 2004.
5. Повышение эффективности методов обработки призабойной зоны пласта на месторождениях с карбонатными коллекторами, кандидат технических наук Богомольный, Евгений Исаакович.
6. Калинин А. Г. Бурение нефтяных и газовых скважин. Российский государственный геологоразведочный университет. – Изд. ЦентрЛитНефтеГаз, 2008. – 848 с.
7. Повышение эффективности комбинированного солянокислотного воздействия при разработке обводненных карбонатных коллекторов, кандидат технических наук Лысенков, Алексей Владимирович.

Сведения об авторах:

Д. В. Гришанович, студент 2 курса, Институт нефти и газа имени М.С. Гуцериева ФГБОУ ВО «УдГУ», 426034, Россия, г. Ижевск, ул. Университетская, 1, корп. 7

E-mail: grisanovicdaniil82@gmail.ru

М. Б. Полозов, кандидат биологических наук, доцент, заведующий кафедрой бурение нефтяных и газовых месторождений, Институт нефти и газа имени М.С. Гуцериева ФГБОУ ВО «УдГУ», 426034, Россия, г. Ижевск, ул. Университетская, 1, корп. 7.

E-mail: michael999@inbox.ru

HYDROCHLORIC ACID TREATMENT OF WELLS: INCREASING OIL RECOVERY AND PROLONGING THE LIFE OF FIELDS

M. B. Polozov, D. V. Grishanovich

Abstract. The article discusses the issues of increasing oil recovery and prolonging the life of deposits using hydrochloric acid treatment in the territory of the Udmurt Republic. Schemes for the use of hydrochloric acid treatment and types of hydrochloric acid treatment used in the territory of Udmurtia. This article discusses the advantages and disadvantages of the proposed acid treatments, successful implementation examples, and the economic rationale for their use.

The purpose of the study is to increase oil recovery and prolong life using interval and higher-volume COEX systems at a model field.

Keywords: enhanced oil recovery, economy, prolongation of life, PSCO, BSCO.

REFERENCES

1. Methods of increasing well productivity / V. I. Kudinov, B. M. Suchkov. Samara: Samara Publishing House, 1996. 411. (In Russ).
2. Improving the efficiency of processing the bottom-hole zone of the carbonate reservoir using acid deflectors / M. D. Ponomarev,

S. Y. Borkhovicha, M. B. Polozov // Drilling&Oil. – 2021. – №. 3. – Pp. 37–40. (In Russ).

3. Intensification of viscous oil production from carbonate reservoirs / V. I. Kudinov, B. M. Suchkov. – Samara : Samarsk.Publishing house, 1996. – 437 P. (In Russ).

4. Improving the efficiency of developing fields with hard-to-recover oil reserves: On the example of the Gremikhinsky and Starogroznsky fields, Candidate of Technical Sciences Kolbikova, Valentina Viktorovna 2004. (In Russ).

5. Improving the efficiency of methods for processing the bottom-hole zone of the reservoir in fields with carbonate reservoirs, Candidate of Technical Sciences Bogomolny, Evgeny Isaakovich. (In Russ).

6. Kalinin A. G. Drilling of oil and gas wells. Russian State Geological Exploration University. – Centralitneftegaz Publishing House. 2008, 848 p. (In Russ).

7. Improving the efficiency of combined hydrochloric acid treatment in the development of flooded carbonate reservoirs, Candidate of Technical Sciences Lysenkov, Alexey Vladimirovich. (In Russ).

АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ ГРУППОВАЯ ЗАМЕРНАЯ УСТАНОВКА (АГЗУ): ПРИНЦИП РАБОТЫ И ПРИМЕНЕНИЕ

Г. З. Алиева, Е. А. Кучерова

Аннотация. В статье рассмотрены принципы работы, назначение и преимущества автоматизированных групповых замерных установок (АГЗУ) в нефтедобывающей отрасли. Описаны ключевые компоненты АГЗУ, выделены перспективы развития технологии, включая интеграцию с системами искусственного интеллекта и IoT.

Цель исследования: Анализ функциональных возможностей и эффективности применения автоматизированных групповых замерных установок (АГЗУ) в нефтедобыче для оптимизации контроля параметров скважин и снижения эксплуатационных затрат.

Ключевые слова: АГЗУ, автоматизированная групповая замерная установка, контроль дебита, сепарация нефти и газа

Автоматизированная групповая замерная установка (АГЗУ) – это современное оборудование, используемое в нефтедобыче для автоматического контроля параметров работы скважин. АГЗУ позволяет оперативно получать данные о дебите нефти, газа и воды, что повышает эффективность управления добычей и снижает затраты на эксплуатацию месторождений [1; 2; 3; 4; 5].

АГЗУ предназначена для:

- измерения дебита нефти, газа и воды по группе скважин.
 - автоматического переключения между скважинами для очередного замера.
 - контроля давления и температуры продукции.
 - передачи данных в систему диспетчеризации (scada, асу тп).
- АГЗУ функционирует по следующей схеме:

1. Сепарация – продукция скважины поступает в сепаратор, где разделяется на нефть, газ и воду.

2. Измерение – с помощью датчиков определяются объемы каждой фазы:

- нефть и вода – измеряются расходомерами или методом замера уровня в емкости;

- газ – учитывается газовым счетчиком (например, диафрагменным или ультразвуковым).

3. Автоматическое переключение – система поочередно подключает скважины для замера.

4. Передача данных – информация передается на сервер для анализа и формирования отчетов.

Основные компоненты АГЗУ:

- сепаратор – для разделения нефти, газа и воды;

- измерительные приборы (расходомеры, датчики уровня, давления, температуры);

- система управления (плк, контроллеры);

- запорная арматура (клапаны, задвижки для переключения скважин);

- телекоммуникационное оборудование (gsm-модемы, радиоканалы для передачи данных).

Преимущества АГЗУ перед традиционными замерными установками – это автоматизация – снижение влияния человеческого фактора, точность замеров – минимизация погрешностей, оперативный контроль – данные в реальном времени, снижение эксплуатационных затрат – меньше ручного труда.

АГЗУ широко используются на месторождениях с большим количеством скважин, особенно в условиях:

- кустовых площадок (где несколько скважин подключены к одному пункту сбора);

- трудноизвлекаемых запасов (триз) – необходим точный контроль параметров;

- удаленных месторождений – автоматизация снижает необходимость постоянного присутствия персонала.

Современные АГЗУ интегрируются с системами искусственного интеллекта и машинного обучения для прогнозирования дебитов и оптимизации добычи. Также развиваются беспроводные технологии передачи данных (IoT, LPWAN).

На рынке представлены следующие производители, общая информация о продуктах и ценах представлена далее:

1. Техновек

- Продукция: Комплектные решения
- Цены: от 1,5 до 2,5млн рублей

2. Технохимпром

- Продукция: АГЗУ - Цены: от 1,5 млн рублей

3. Газпром нефтехим

- Продукция: Комплектные АГЗУ
- Цены: от 2 млн рублей.

4. Ростех

- Продукция: Мобильные и стационарные АГЗУ.
- Цены: от 1,8 млн рублей.

5. Топливные технологии

- Продукция: АГЗУ и обустройство.
- Цены: от 1,2 млн рублей.

Патентный поиск по автоматизированным групповым замерным установкам (АГЗУ) может быть связан с различными аспектами, включая:

– *Технологии замеров*

– Устройства и технологии, используемые для автоматизации процессов замера, такие как сенсоры, измерительные приборы и системы управления.

– *Обработка данных*

– Методы обработки и анализа данных, полученных от АГЗУ, включая алгоритмы и программное обеспечение для повышения точности и скорости обработки.

– *Системы контроль*

– Инновации в системах мониторинга и контроля, которые обеспечивают безопасность и эффективность работы АГЗУ.

- *Экологические решения*
- Разработка технологий, направленных на снижение негативного воздействия на окружающую среду, что может включать улучшенные системы фильтрации и очистки.
- *Интеграция с другими системами*
- Способы интеграции АГЗУ с другими системами и сетями, такими как IoT-устройства, что улучшает сбор данных и управление процессами.
- *Программное обеспечение и интерфейсы*
- Патенты на программное обеспечение для управления, мониторинга и анализа работы АГЗУ, включая пользовательские интерфейсы и мобильные приложения.

АГЗУ являются важным элементом инфраструктуры нефтегазодобывающей отрасли [6]. Их автоматизация и высокая точность измерений позволяют значительно повысить эффективность добычи и снизить затраты. Постоянное совершенствование технологий, применяемых в АГЗУ, является необходимым условием для успешного освоения новых месторождений и оптимизации работы существующих. Патентная активность в этой области свидетельствует о высоком интересе к разработке новых и усовершенствованных АГЗУ, способных решать сложные задачи, стоящие перед нефтегазодобывающей отраслью. Дальнейшее развитие АГЗУ будет связано с интеграцией с цифровыми системами управления, применением новых материалов и технологий, а также разработкой компактных и мобильных решений для удаленных и труднодоступных месторождений.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. ГОСТ Р 53713-2009 (ИСО 2710:2000). Установки групповые замерные для нефти и газа. Общие технические условия.
2. РД 39-0147103-352-88. Методические указания по эксплуатации групповых замерных установок на нефтяных месторождениях.
3. Иванов А. В., Петров С. К. Автоматизация контроля и учета добычи нефти и газа. – М.: Недра, 2020. – 256 с.

4. Смирнов Г. И., Кузнецов Д. А. Современные технологии в нефтедобыче: автоматизированные системы мониторинга. – СПб.: Химиздат, 2019. – 312 с.

5. Клименко В. П. Автоматизированные системы управления в нефтегазовой отрасли. – М.: Инфра-Инженерия, 2021. – 184 с.

6. Патенты РФ на конструкции АГЗУ (№RU 2654321, № RU 2687543 и др.).

Сведения об авторах:

Г. З. Алиева, студентка 2 курса, Институт нефти и газа имени М.С. Гусериева ФГБОУ ВО «УдГУ», 426034, Россия, г. Ижевск, ул. Университетская, 1, корп. 7.

E-mail: gulzar.aliyeva5@mail.ru

Е. А. Кучерова, кандидат технических наук, доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Институт нефти и газа имени М.С. Гусериева ФГБОУ ВО «УдГУ», 426034, Россия, г. Ижевск, ул. Университетская, 1, корп. 7.

E-mail: mamaky19@yandex.ru

AUTOMATED GROUP MEASURING UNIT (AGZU): OPERATING PRINCIPLE AND APPLICATION

G. Z. Alieva, E. A. Kucherova

Abstract. The article discusses the principles of operation, purpose and advantages of automated group measuring units (AGGS) in the oil industry. The key components of the AGZU are described, and the prospects for the development of the technology, including integration with artificial intelligence and IoT systems, are highlighted.

The purpose of the study: To analyze the functionality and effectiveness of the use of automated group measuring units (AGGS) in oil production to optimize the control of well parameters and reduce operating costs.

Keywords: AGZU, automated group measuring unit, flow rate control, oil and gas separation

REFERENCES

1. GOST R 53713-2009 (ISO 2710:2000). Group measuring installations for oil and gas. General technical conditions.
2. RD 39-0147103-352-88. Guidelines for the operation of group measuring units in oil fields.
3. Ivanov A. V., Petrov S. K. Automation of control and accounting of oil and gas production. Moscow: Nedra, 2020. – 256 p.
4. Smirnov G.I., Kuznetsov D.A. Modern technologies in oil production: automated monitoring systems. St. Petersburg: Khimizdat, 2019. 312 p.
5. Klimenko V. P. Automated control systems in the oil and gas industry. Moscow: Infra-Engineering, 2021. – 184 p.
6. Patents of the Russian Federation on AGZU designs (No. RU 2654321, No. RU 2687543, etc.).

ЗАКАНЧИВАНИЕ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН НА МЕСТРОЖДЕНИИ КЕНКИЯК-ПОДСОЛЕВОЙ

*А. К. Кадиралиев, А. Ғ. Себенова, Б. Ә. Шәки,
А. Ш. Карасаев, С. И. Бердиев*

Аннотация. Стабильное развитие нефтегазового комплекса невозможно без создания и развития научных и технико-технологических решений, обеспечивающих кратное увеличение показателей разработки. Специалистам известно, что многие новации в разработке определяются уровнем развития техники и технологии направленного бурения. При строительстве горизонтальных скважин обеспечивается ремонтпригодность, и технологическая управляемость крепи горизонтальной скважины в продуктивной зоне. Это дает уникальные возможности выработки пласта путем поинтервального ввода в разработку отдельных участков горизонтальных скважин.

Ключевые слова: пакер, муфта, клапан, колонна, башмак.

Стабильное развитие нефтегазового комплекса невозможно без создания и развития научных и технико-технологических решений, обеспечивающих кратное увеличение показателей разработки. Специалистам известно, что многие новации в разработке определяются уровнем развития техники и технологии направленного бурения, например, горизонтальных и многозабойных скважин, и другими факторами.

При заканчивании горизонтальных скважин на месторождении Кенкияк – подсолевой использовались фильтры с заранее просверленными в нем отверстиями (открытый тип забоя), либо зацементированная и перфорированная колонна (закрытый тип забоя) и «открытым стволом». Открытый тип забоя – манжетное цементирование 139.7 мм эксплуатационной колонны с применением пакера ПДМ-140. В горизонтальный ствол скважины (ГСС)

спускается колонна с фильтрами типа ФГС – 140. Данная конструкция позволяет максимально сохранить коллекторские свойства пласта, но практически исключает управление режимом работы по длине ГСС, проведение направленных ремонтно-изоляционных работ (РИР) и обработок призабойной зоны. Закрытый тип забоя – ГСС цементируется полностью и перфорируется с плотностью 24 отв./м. «Открытый ствол» – это, когда продуктивный пласт заканчивается без спуска хвостовика. Средний дебит нефти скважин с открытым забоем выше дебита скважин с закрытым забоем, как минимум на 35 %, а скважин с «открытым стволом» выше дебита скважин с открытым забоем, как минимум на 45 %. Средний дебит нефти по горизонтальным скважинам составляет 480 т/сут, жидкости 5 т/сут. Необходимо помнить, однако, что тип заканчивания скважины должен соответствовать условиям эксплуатации скважины. Поэтому горизонтальная скважина Н8011 закончена «открытым стволом», при этом дебит нефти вырос до 495 т/сут /1/.

Опыт эксплуатации продуктивной зоны горизонтальных скважин показал /2/, что характеристики притока нефти в большинстве скважин являются крайне несовершенными: 75 % притока приходится на первые 30 % протяженности горизонтального ствола. Результаты традиционной технологии заканчивания скважин – с обеспечением сплошного отбора продукции из всей продуктивной зоны – является низкая эффективность использования горизонтального ствола скважины. Невозможность создания необходимой депрессии для удаленных участков горизонтальной продуктивной зоны приводит к неравномерной и неполной выработке запасов и, при близком расположении водоносных горизонтов в начальном (30 %) участке скважины, преждевременному подтягиванию воды.

Наиболее эффективным технико-технологическими схемами заканчивания скважин являются те, которые предусматривают разобщение продуктивной зоны на ряд участков без цементирования обсадной колонны в этой зоне. Такие технико-технологиче-

ческие схемы могут быть реализованы путем использования за-
колонных гидравлических проходных пакеров.

На рисунке 1 изображены наиболее часто используемые
типы заканчивания горизонтальных скважин месторождения Кен-
киак - подсолевой.

Для разобщения заколонного пространства горизонтальной
части скважины предлагается комплекс технических средств типа
KPP – 140.

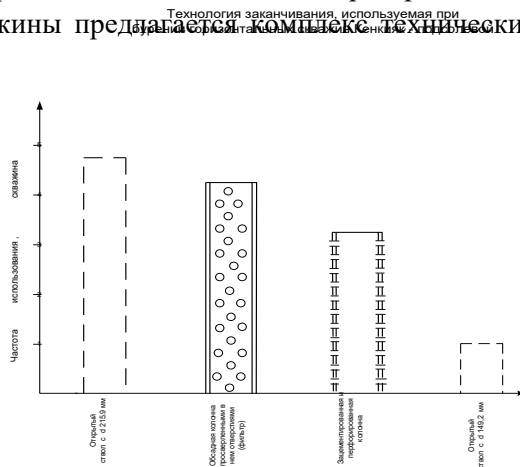


Рисунок 1

Рис. 1. Технология заканчивания, используемая при бурении
горизонтальных скважин Кенкиак – подсолевой

Принципиально новый технико-технологический комплекс
KPP-140 для крепления пологих и горизонтальных скважин, раз-
работанный в ОО НПЦ «ЗЭРС» в сотрудничестве со специали-
стами ОАО «Сургутнефтегаз», впервые был апробирован на слож-
но построенном Федоровском месторождении с целью эффек-
тивной эксплуатации горизонтальных скважин.

С использованием комплекса KPP-140 при строительстве
горизонтальных скважин обеспечивается ремонтпригодность,
и технологическая управляемость крепи горизонтальной скважи-
ны в продуктивной зоне. Это дает уникальные возможности вы-
работки пласта путем поинтервального ввода в разработку отдель-
ных участков горизонтальных скважин.

Опыт строительства и эксплуатации скважин на Федоровском месторождении, законченных с использованием комплекса КРР-146 /2/, рекомендуется к использованию при бурении горизонтальных скважин нефтяных месторождений Казахстана.

Комплекс КРР –140 предназначен для:

- проведения высокотехнологичного манжетного цементирования горизонтальной скважины с использованием проходной (неразбуриваемой) цементировочной муфты и гидравлического проходного пакера (горизонтальной участок скважины не цементируется) [3];

- герметичного разобщения заколонного пространства горизонтальной части скважины проходными гидравлическими пакерами, заполняемыми твердеющим материалом;

- размещения между пакерами механически управляемых – отрываемых и закрываемых колонных фильтров, и клапанов, что позволяет поэтапно вводить в эксплуатацию различные участки горизонтальной части скважины или полностью их изолировать;

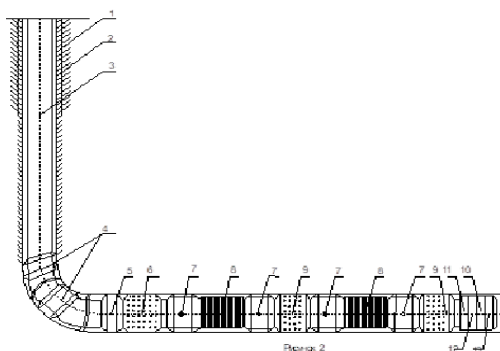


Рис. 2. Комплекс технических средств для регулируемого разобщения пластов горизонтальных скважин типа КРР

- проведения операций по регулированию (открытию – закрытию) колонных фильтров и клапанов в процессе эксплуатации скважины с помощью многофункционального внутриколонного управляющего инструмента, спускаемого на насосно – компрес-

сорных трубах (НКТ) и проводимого в действие гидравлическими и механическими операциями (см. рис. 2).

Область применения комплекса – скважины диаметром 215,9 мм, обсаженные эксплуатационными колоннами: диаметром 140 мм с горизонтальным окончанием ствола, вскрывающим отложения, которые должны быть разобщены в заколонном пространстве скважины без ухудшения их коллекторных свойств и с возможностью их сообщения и разобщения с полостью эксплуатационной колонны через механически управляемые фильтрующие и перепускные устройства [4], где, 1 – кондуктор; 2 – промежуточная колонна; 3 – эксплуатационная колонна диаметром 140 мм; 4 – центраторы жесткие ЦНЖ-195 и ЦСЖ-195 (прямоточные и спиральные-турболизирующие); 5 – муфта проходная цементированная типа МЦП-140 или МГСЦ-140; 6 – пакер проходной гидравлической типа ППГУ-140 или ПГПМ 1.140; 7 – скважинный управляемый клапан КРР.140.03; 8 – фильтр скважинный управляемый КРР.140.02; 9 – пакер ПГПМ 1 140-2 или пакер КРР 140.01; 10 – обратный клапан ТОК-140; 11 – фиксатор МЦП-220; 12-доливное устройство ДУ-140; 13-башмак БОК – 140.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Алдамжаров Н. Н. Анализ горизонтальных скважин на месторождении Кенкияк. ОАО «CNPC – Актобемунайгаз». – Актобе, 2003. – С. 9.
2. Григорян А. М. Разветвленное – горизонтальные скважины – ближайшее будущее нефтяной промышленности. – М., Нефтяное хозяйство, 1998. – С. 2–12.
3. Калинин А. Г., Никитин Б. А. и др. Бурение наклонных и горизонтальных скважин. – М.: Недра, 1997.
4. Akhmetzhan S., Aldamzharov N., Analysis of horizontal well operation at the Zhanazhol deposit», Journal of Ecological Engineering ISSN 22998993, 2081139X Vol. 19, Iss. 1, 2018, pp 25-32.

Сведения об авторах:

А. К. Кадиралиев, м.т.н., ст. преподаватель кафедры Нефтегазовой инженерии Институт отраслевых технологий ЗКИТУ, пр. Н. Назарбаева, 208, г. Уральск, 090000, Республика Казахстан.

E-mail: reception@wkitu.kz

А. Ф. Себепова, магистрант 2 курса МНДН-21, кафедры Нефтегазовой инженерии Институт отраслевых технологий ЗКИТУ, пр. Н. Назарбаева, 208, г. Уральск, 090000, Республика Казахстан.

E-mail: reception@wkitu.kz

Б. Ә. Шәки, магистрант 2 курса МНДН-21, кафедры Нефтегазовой инженерии Институт отраслевых технологий ЗКИТУ, пр. Н. Назарбаева, 208, г. Уральск, 090000, Республика Казахстан.

E-mail: reception@wkitu.kz

А. Ш. Карасаев, магистрант 2 курса МНДН-21, кафедры Нефтегазовой инженерии Институт отраслевых технологий ЗКИТУ, пр. Н. Назарбаева, 208, г. Уральск, 090000, Республика Казахстан.

E-mail: reception@wkitu.kz

С. И. Бердиев, магистрант 2 курса МНДН-21, кафедры Нефтегазовой инженерии Институт отраслевых технологий ЗКИТУ, пр. Н. Назарбаева, 208, г. Уральск, 090000, Республика Казахстан.

E-mail: reception@wkitu.kz

COMPLETION OF HORIZONTAL WELLS AT THE KENKIAK-PODSALT DEPOSIT

*A. K. Kadiraliyev, A. F. Sebepova, B. A. Shaki,
A. Sh. Karasaev, S. I. Berdiev*

Abstract. Stable development of oil and gas complex is impossible without the creation and development of scientific and technical-technological solutions that provide a multiple increase in development indicators. Specialists know that many innovations in development are determined by the level of development of directional drilling technique

and technology. Construction of horizontal wells provides maintainability and technological controllability of horizontal well support in the productive zone. This provides unique opportunities for reservoir development by interval entry of separate sections of horizontal wells into development.

Keywords: packer, coupling, valve, column, shoe.

REFERENCES

1. Aldamzharov N. N. Analysis of horizontal wells at the Kenkiyak field. JSC "CNRS – Aktobemunaigas". – Aktobe. 2003. – p. 9.
2. Grigoryan A. M. Branched – horizontal wells – the near future of the oil industry. - M., Oil industry, 1998. – p. 2–12.]
3. Kalinin A. G., Nikitin B.A. and others. Drilling of inclined and horizontal wells. – M.: Nedra, 1997.
4. Akhmetzhan S., Aldamzharov N., Analysis of horizontal well operation at the Zhanazhol deposit», Journal of Ecological Engineering ISSN 22998993, 2081139X Vol. 19, Iss. 1, 2018, p 25–32.

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИИ КАРАЧАГАНАК

Ю. Д. Ашимова, К. С. Ибрагимов, А. А. Казиев

Аннотация. В статье, для оценки эффективности применения горизонтальных скважин (ГС) на месторождении Карачаганак, проведены анализ данных гидродинамических исследований и сравнение фактической продуктивной характеристики ГС с проектной согласно «Техсхеме разработки –2000». А также выполнен анализ результатов ГИС по глубинной дебитометрии и показателей эксплуатации ГС с различной протяженностью в продуктивном пласте-коллекторе. Полученные результаты работы позволяют делать определенные выводы об эффективности эксплуатации ГС и отметить некоторые особенности рационального их применения на месторождении Карачаганак.

Ключевые слова: горизонтальные скважин, Карачаганак, проницаемость, добыча, коэффициент продуктивности.

При проектировании была проведена оценка эффективности горизонтальных скважин (ГС) по сравнению с вертикальными на участке нефтяного месторождения Карачаганак III [1].

Продуктивность горизонтальных скважин. Как отмечено в Техсхеме [1] *«на эффективность (производительность) горизонтальных скважин в основном влияют длина горизонтальной скважины и вертикальная неоднородность»*. Для изучения данного вопроса на трехмерной составной гидродинамической модели пласта для 20 скважин был смоделирован процесс их эксплуатации при различных схемах заканчивания этих скважин [1]. При этом интервал пласта в вертикальной скважине (ВС) составлял $h=100-150$ м, а в ГС – $L=200-800$ м (где L – длина ГС в водоеме). Коэффициент нефтеотдачи (PI) определялся для каждой ГС разной длины (L), а также его

отношение к продуктивности VW (PI_{HW}/PI_{VW}). Расчеты показали, что коэффициент относительной продуктивности ГС (КОП) увеличивается с увеличением длины ГС до 5,7–8,5 для $L=400\text{--}800$ м соответственно.

Для оценки влияния фактора вертикальной неоднородности пласта (наличия горизонтальных непроницаемых барьеров и отношения вертикальной проницаемости к горизонтальной $K_v/K_h < 1$) на секторную модель рассматривались два варианта [1]. В 1-м варианте моделировалось такое же количество горизонтальных барьеров, как и в модели основного месторождения. Во втором варианте количество горизонтальных барьеров было увеличено. В обоих вариантах использовались три разных соотношения $K_v/K_h - 1,0; 0,5; 0,1$.

Результаты моделирования представлены на рисунке 1 (вариант 2). Как видно, для 2-го варианта большее количество горизонтальных барьеров существенно снижает преимущества горизонтальных скважин. Суммарное влияние вертикальной неоднородности может привести к снижению коэффициента относительной производительности (ОКП) ГС до 1–2 (или 5,7–4,3 раза) для $L=400\text{--}800$ м при $K_v/K_h=0,1$ [1].

На основании этого TechScheme отметила, что «... в случае $K_v/K_h=0,1$, для увеличения показателя продуктивности по сравнению с вертикальной скважиной необходима длина горизонтали не менее 600–800 метров ...» и рекомендовал обратить внимание на изучение неоднородности пласта. В Технической схеме также отмечена целесообразность бурения более длинных ГС и «...для увеличения длины ствола скважины свыше 800 м необходимо усовершенствовать буровые установки...».

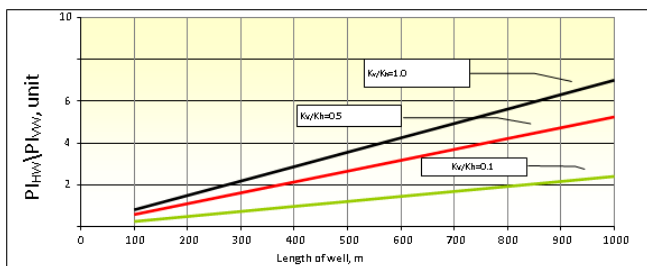


Рис. 1. Сравнение производительности ГС при наличии горизонтальных барьеров [1]

По состоянию на 01.01.2020 г. на III -м нефтяном объекте количество добывающих скважин составляет 85 единиц, действующих – 74 единицы, в том числе 15 вертикальных и 49 горизонтальных скважин различной длины ствола (325–1378 м). Гидродинамические исследования с определением коэффициентов продуктивности выполнены на 21 вертикальной и 46 горизонтальных скважинах, результаты которых приведены в [2; 3]. Для сопоставимого анализа продуктивной характеристики ГС с проектом из исследуемых скважин были выбраны скважины в соответствии с параметрами проницаемости (0,3–12 мД) и длины ГС (до 1000 м) согласно [1]. Количество скважин с параметрами в заданных пределах среди исследованных вертикальных скважин составило 15 единиц, горизонтальных – 21 единица (в том числе 3 скважины с $K_p=16\text{--}19$ мД).

Сравнение фактической продуктивной характеристики ГС (по отношению к ВС) с проектной, приведенной в [1], представлено на рисунке 2, из которого видно, что характер изменения продуктивности ГС в зависимости от длины скважины в целом соответствует Техническому. Схема.

Таким образом, из рис.2 видно, что изменения $RPI(L)$ для 6 ГВ расположены в области $K_v/K_h=0,5\text{--}1,0$ согласно принятой модели пласта с $K_v/K_h=0,5\text{--}1,0$, для остальных ГС - в районе $K_v/K_h=0,1\text{--}0,5$ с добавлением в модель горизонтальных барьеров. При этом RPI отдельных ГВ (5–6 единиц) расположены ниже линии $K_v/K_h=0,1$, что указывает на небольшое преимущество ГВ. По данным гидро-

динамического исследования, все эти ГС характеризуются очень низкой проницаемостью 0,3–1,0 мД и сравнение ГС с ВС показывает, что RPI в этом интервале проницаемости не превышает 2,0.

В целом следует отметить, что в ГС, так как она расположена сверху вниз (рис. 2), происходит закономерное ухудшение геолого-физических характеристик пласта (в том числе снижение проницаемости), что коррелирует с уменьшением значений K_v/K_h и увеличение горизонтальных барьеров согласно [1].

Таким образом, бурение ГС в зонах с неблагоприятными геолого-физическими характеристиками пласта, соответствующих линии $K_v/X=0,1$ и ниже, имеет определенный риск с точки зрения достижения более высокой продуктивности ГС по сравнению с ВС, что также отмечено в [1].

О рациональной (эффективной) длине горизонтальных скважин. С этой целью мы проанализировали результаты исследований ПЛТ, проведенных в горизонтальных скважинах III объекта. В 2021 году в эксплуатации III-объекта находилось 57 скважин, из них PLT-исследования доступны по 45 скважинам.

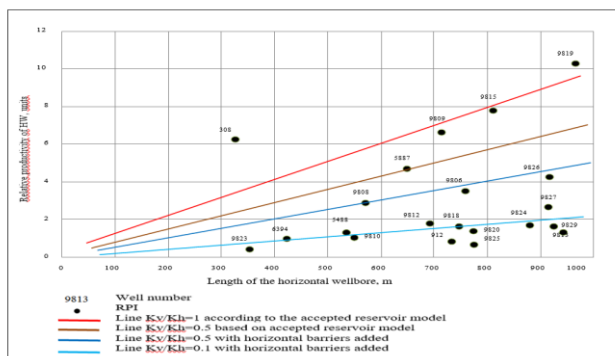


Рис. 2. Сравнение фактической производительности ГС с проектной по [1]

Данное количество скважин было разделено на две группы: первая – с длиной ствола (L) до 600 м и вторая – более 600 м. В результате количество медработников в первой группе, прошедших

PLT-исследование, составило 5 единиц, а во второй группе – 40 единиц. Длина скважин первой группы составляет в среднем 525 м, 40 ГС – 986 м.

По всем 45 скважинам (с данными ПГИ) рассчитана суммарная суточная добыча за 2016 год (с учетом времени работы каждой скважины) и разбита на группы. Результаты расчетов по всем скважинам и двум группам с указанием интервалов притока до 600 м и более представлены в таблице 1.

Таблица 1

**Распределение суммарных расходов ГВ за 2016 г.
по длине скважин и интервалам притока**

Имя	Суммарная суточная добыча, тонн в сутки	Доля в общем объеме производства, %	Доля производства от межд. До 600 м и более, %
ГС длиной до 600 м – 5 скважин.	2833	14,1	
ГС длиной более 600 м – 40 скважин.	17304	85,9	100
в том числе: приток из интервала до 600 м.	10608	52,7	61,3
приток из интервала более 600 м	6696	33,2	38,7
Всего по 45 скважинам	20137	100	

Как видно, из 5 скважин первой группы в 2021 году за один рабочий день добыто 2833 тонны нефти (14,1 % от общей добычи), из 40 скважин второй группы из интервалов до 600 м в сутки. добыто 10608 тонн, а с интервалов свыше 600 м – 6696 тонн (52,7 % и 33,2 % соответственно).

Из данных таблицы 1 делаем вывод, что при увеличении длины скважины на 40 ГС с 600 м до 986 м (в среднем) добыча нефти увеличилась на 38,7 % (что составляет 1/3 от общей добычи с 45 ГС ГС). III объект). Для сравнения приведем данные [2], где в первом полугодии 2020 г. из 26 ГС (с исследованиями ПЛТ) средней длиной 942 м доля добычи нефти из интервалов более 600 м составила 32 %.

Таким образом, по данным анализа эффективная длина ГС в условиях Карачаганакского НГКМ составляет более 600 м. В то же время распределение добычи 6696 т/сут по длине ГС более 600 м показывает, что наибольшая доля добычи 51% (3363 т/сут) приходится на интервал длины ГС – 900–1200 м (а также количество скважин – 17 единиц из 28). На основании приведенных данных, длину скважины 45 НВ, составляющую в среднем 986 м, следует считать технологически рациональной.

Необходимо обратить внимание на дополнительное преимущество более длинных ГС в условиях Карачаганакского месторождения, выявленное в ходе бурения и эксплуатации ГС. Фактические данные РЛТ показывают, что в ряде скважин интервалы, расположенные на расстоянии более 600–700 м от начала горизонтальной скважины (ГС 9836 и др.), являются преимущественно интервалами притока, а в некоторых из них (ГС 9816 Д-1) рабочие интервалы (81 %) расположены на конечном участке скважины длиной 1300 метров. Таким образом, бурение ГС большей протяженности позволяет разрабатывать запасы на участках, которые в противном случае были бы недоступны.

Это явление связано с особенностями геологического строения периферийных частей месторождения, осложненного наличием клиноформ, создающих локальные гидродинамические барьеры [2]. В этих условиях на эффективность ГС влияет также неоднородность пласта по площади, т.е. когда длина ГС позволяет пройти через несколько клиноформ и вскрыть участок с хорошей продуктивностью. Поэтому следует учитывать, что бурение более протяженных ГС целесообразно и с геологической точки зрения.

Выводы

1. Характер изменения продуктивности ГС в зависимости от длины горизонтальной скважины на Карачаганакском месторождении в основном соответствует проектному [1]. Величина продуктивности и скорость ее изменения зависят от ФЭС (фильтрационно-емкостных свойств) пласта и геологической неоднородности строения пласта (отношения K_v/K_h , наличия горизонтальных барьеров и т. д.). При более однородной структуре пласта и более высоких ФЭС (Фильтрационные и Емкостные свойства) наблюдается более высокая продуктивность и скорость ее изменения, и наоборот.

2. Бурение ГС в зонах с неблагоприятными геолого-физическими характеристиками пласта с низкой проницаемостью (менее 1 мД), $K_v/K_g < 0,1$ и наличием горизонтальных барьеров имеет определенный риск с точки зрения достижения более высокой продуктивности ГС по сравнению с к Фольксвагену. Обоснование целесообразности бурения ГС в целом и в таких зонах особенно должно проводиться на гидродинамической модели наиболее тщательно.

3. Результаты ГИС (PLT-исследование) и данные эксплуатации ГС показывают, что при увеличении длины скважины на 40 ГС с 600 м до 986 м (в среднем) добыча нефти увеличилась на 38,7 % (что составляет 1/3 от общего производства от 45 ГТ III-объекта). При этом наибольшая часть этой добычи 51 % (3363 т/сут) приходится на интервал длины ГС – 900–1200 м, а также количества скважин (17 из 28 единиц). Аналогичные результаты были получены в работе [2] по состоянию на 01.07.2021. На основании приведенных данных использование ГС большей длины (более 600–800 м) на Карачаганакском месторождении следует считать технологически целесообразным.

4. По результатам бурения и эксплуатации ГС в условиях Карачаганакского месторождения выявлено дополнительное преимущество ГС большей протяженности, обусловленное особенностями геологического строения периферийных частей месторождения, осложненного наличием клиноформ, которые создают локальные гидродинамические барьеры. Фактические данные показывают, что

бурение более длинных ГС позволяет проходить сквозь клиноформы и разрабатывать запасы на участках, которые в противном случае были бы недоступны. Таким образом, бурение более длинных ГС также геологически осуществимо.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Технологическая схема разработки месторождения Карачаганак. Отчет о НИОКР – АО «НИПИнефтегаз». – Аксай-Актау-Лондон. – 2000.
2. Анализ разработки месторождения Карачаганак по состоянию на 01.07.2020г. Отчет о научных исследованиях и разработках АО «НИПИнефтегаз». – Аксай-Актау. – 2022.
3. Отчеты об авторском надзоре за разработкой месторождения Карачаганак. АО «НИПИнефтегаз». – Аксай-Актау, на 2021–2022 годы.

Сведения об авторах:

Ю. Д. Ашимова, магистр технических наук, старший преподаватель кафедры нефтегазового машиностроения, Западно-Казахстанский инновационно-технологический университет, пр. Н.Назарбаева, 208, г. Уральск, 090000, Республика Казахстан.

E-mail: reception@wkitu.kz

К. С. Ибрагимов, магистрант 1 курса, Западно-Казахстанский инновационно-технологический университет, пр. Н.Назарбаева, 208, г. Уральск, 090000, Республика Казахстан.

E-mail: reception@wkitu.kz

А. А. Казиев, магистрант 1 курса, Западно-Казахстанский инновационно-технологический университет, пр. Н.Назарбаева, 208, г. Уральск, 090000, Республика Казахстан.

E-mail: reception@wkitu.kz

ANALYZING THE EFFICIENCY OF HORIZONTAL WELLS AT THE KARACHAGANAK FIELD

Yu. D. Ashimova, K. S. Ibragimov, A. A. Kaziev

Abstract. In the article, to assess the effectiveness of the use of horizontal wells (GS) at the Karachaganak field, an analysis of hydrodynamic research data and a comparison of the actual productive characteristics of the GS with the design according to the "Technical scheme of development ...-2000" were carried out. An analysis of the GIS results on deep flowmetry and indicators of the operation of HS with different lengths in the productive reservoir was also performed. The obtained results of the work allow us to draw certain conclusions about the efficiency of HS operation and note some features of their rational use at the Karachaganak field.

Keywords: horizontal wells, Karachaganak, permeability, production, productivity coefficient.

REFERENCES

1. Technological scheme for the development of the Karachaganak field. R&D Report – JSC "NIPIneftegaz". – Aksai-Aktau-London. – 2000.
2. Analysis of the development of the Karachaganak field as of 07/01/2020. Report on scientific research and development of JSC NIPIneftegaz. – Aksai-Aktau. – 2022.
3. Reports on the author's supervision of the development of the Karachaganak field. JSC NIPIneftegaz. – Aksai-Aktau, for 2021–2022.

**ПОДБОР ХИМРЕАГЕНТОВ
И ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ОБОСНОВАНИЕ
ПРИМЕНЕНИЯ ПРИСАДОК
НА ЧИНАРЕВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ**

Г. Г. Беркалиева, А. Т. Жаныбеков

Аннотация. Целью данной работы является исследование и подбор присадок для Чинаревского месторождения, анализ проведенных лабораторных работ, разработка рекомендаций по выбору присадок. Образцы нефтей были получены для анализов, с целью подбора реагентов и рекомендации системы мероприятий для контроля образования АСПО. Сравнение эффективности ингибиторов парафинообразования осуществлялась с использованием метода температурного стресса. Разработаны рекомендации по применению присадок парафиноотложений, где указана подобранный более эффективный химреагенты, их оптимальная дозировка и рабочая температура.

Ключевые слова: подбор химреагентов, парафинообразования, ингибиторы парафинообразования, сравнение эффективности присадок.

Чинаревское месторождение в административном отношении расположено на территории Западно-Казахстанской области Республики Казахстан в 80 км восточнее областного центра – г. Уральск.

В силу специфики температурных режимом производства на Чинаревском месторождений АСПО наблюдается на установках и трубопроводах газоконденсатных скважин месторождения, в различных системах и установках комплекса подготовки нефти, а также при транспортировке нефти по магистральному трубопроводу. Механическая очистка трубопровода является основным способом поддержания удаления парафиновых отложений из трубопроводов.

Температура нефти в резервуаре (пласте) колеблется в интервале от 85–100 °С. При подъеме добываемых жидкостей на поверхность происходит резкое понижение температуры за счет сброса попутного газа. Температура нефти на выходе из газоконденсатных скважин (например, скважина № 20) может, с учетом сезонных колебаний, находится в интервале от минус 10 до плюс 15 °С. Такое падение температуры ускоряет процесс кристаллизации парафинов нефти и формирование АСПО в системах подготовки и перекачки нефти. Наземное оборудование газоконденсатных скважин не позволяет повысить температуру в системе выше чем 25 °С.

ТОО «Жайкмунай» использует также перекачку нефти непосредственно на пункт подготовки, где происходит разделение газа, нефти и воды (незначительное количество) и демеркаптинизация нефти. Затем нефть поступает в накопительные резервуары РВС и оттуда в магистральный трубопровод. Примерная схема процесса представлена на рисунке 1.

Максимальная температура, достигаемая на заводе по подготовке нефти, не превышает 50 °С. Нефть, поступающая в 120–км магистральный трубопровод, имеет температуру в интервале 40–25 °С. Трубопровод пересекает шесть больших и малых рек пока достигает приемный терминал. Температура нефти на входе на терминал составляет от 4 до 15 °С. Механическая очистка трубопровода методом скребкования проводится два раза в месяц.

Образцы проблемных нефтей и парафинистых отложений были получены лабораторий для анализов, для подбора реагентов и рекомендации системы мероприятий для контроля образования АСПО.

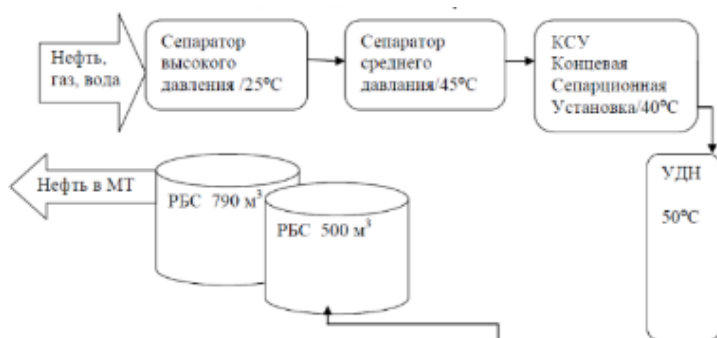


Рис. 1. Схема промышленной подготовки нефти

Тестирование образцов нефти (скважина № 20 и скважина № 32 – коллектор и задвижка накопительной емкости) и товарной нефти, поступающей в магистральный трубопровод, было проведено для подбора подходящей программы контроля парафиновых отложений. Сравнение эффективности ингибиторов парафинобразования осуществлялось с использованием методов холодного стержня и температурного стресса. Реологические испытания, определение температуры текучести нефти и тест на устойчивости асфальтенов в нефти также были проведены для всех представленных образцов необработанных нефтей. Реологические свойства нефтей со скважин № 20 и № 32 (две точки отбора – коллектор и задвижка накопительной емкости) и магистрального трубопровода были измерены и приведены в отчете.

Для проведения качественного определения состава образцов АСПО, а также свойств нефтей из двух газоконденсатных скважин (№ 20 и № 32 – образец с коллектор и с задвижки парка емкостей) и магистрального трубопровода, проведены лабораторные исследования для подбора реагентов для контроля парафиновых отложений на месторождении.

Тенденция нефти к образованию парафиновых отложений была изучена методами температурного стресса. При этом обработка химреагентами проводилась на образцах нефти.

Образцы нефти, смешанные с гексаном:

Первый ряд –дозировка нефти 1000 ppm.

Второй ряд –дозировка нефти –500 ppm.

Предварительно прогретых при 60 °С в течение 6 часов. Дополнительная термообработка образцов (30 минут) проводилась также и после добавления химреагента. Метод температурного стресса проводили путем центрифугирования образцов нефти при 4 °С и скорости вращения 2000 оборотов в минуту. При этих условиях центробежная сила заставляла образовавшиеся твердые парафиновые отложения собираться на дне пробирки. Масса парафиновых отложений определялся взвешиванием, и относительная эффективность химреагента определялась по отношению массы обработанного образца нефти к холостому опыту.

Таблица 1

**Подбор ингибиторов методом температурного стресса
для нефти скважины №20 (Температура = 4 °С, вращения = 2000
обр/мин, продолжительность = 20 минут)**

Номер образца	Название	Эффективность
1	KZ-2010-001	21 %
2	KZ-2010-002	-46 %
3	KZ-2010-003	9 %
4	KZ-2010-004	1 %
5	KZ-2010-005	28 %
6	KZ-2010-006	25 %
7	KZ-2010-007	94 %
8	EC6530A	76 %
9	EC6507A	28 %
10	EC6002A	-12 %
11	EC6140A	-10 %
12	EC6494A	74 %
13	Рандап-6021	41 %
14	Рандап-5101	87 %
15	DF 320-143	14 %
16	Холостой опыт	0 %

Приведенные результаты показывают, что ряд присадок (Рандап-5101, ЕС6494А, ЕС6530А и экспериментальный образец КЗ-2010-007) позволяют существенно снизить образование парафинов и предотвратить их выпадения в условиях опыта. Рисунок 2, приведенный ниже, показывает визуальное подтверждение этого факта.



Рис. 2. Визуальная характеристика образцов – фотографии парафинистых отложений в ходе эксперимента с температурным стрессом:
Скважина № 20

Таблица 2

Подбор присадок методом температурного стресса для нефти скважины № 32 (коллектор накопительной емкости)

Название	Эффективность, %
Рандап 6024	14 %
ЕС6002А	9 %
Рандап 6027-9	6 %

Выводы и рекомендации:

– Образцы нефтей с месторождения ТОО «Жайыкмунай» показали следующие значения температуры текучести $>-15^{\circ}\text{C}$ для нефтей с магистрального трубопровода, скважины № 20 и скважины № 32 (образец из коллектора накопительной емкости). Осложнения потока или реологические проблемы на данных участках не ожидаются.

– Проведенные эксперименты показали, что ЕС6494А и ЕС6530А способны контролировать образование парафиновых отложений из нефтей с месторождения ТОО «Жайыкмунай» при условии обеспечения инъекции химреагента при температурах выше 45°C . Рекомендованная доза – 150–250 ppm.

– Присадка Рандап 6024 может быть рекомендован для диспергирования уже образовавшихся парафиноотложений. Рекомендованная доза – 400–600 ppm.

– Рекомендуется понижать температуру нефти перед подачей в 120-км магистральный трубопровод до 20–25°C для снижения интенсивности образования АСПО в трубопроводе.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Аль-Жади Р. А. Прикаспийская впадина – важнейший нефтегазоносный бассейн северо-восточного средиземноморья // Нефть и газ. – 2004. – № 1. – С. 15–23.

2. Бактыгулов А. Б., Хамзина Б. Е. Нефтегазоносность и перспективы поисково-разведочных работ в северной части Прикаспийской впадины. – Уральск, 2007.

3. Анализ разработки нефтяных залежей месторождения Чинаревское по состоянию на 01.03.2022 г.

4. Паспорта химреагентов ТОО «Жаикмунай».

5. Технический отчет Анализ предоставленных образцов и подбор химреагентов для месторождения ТОО «Жаикмунай» г. Атырау, 2022 г.

Сведения об авторах:

Г. Г. Беркалиева, магистр технических наук, старший преподаватель кафедры «Нефтегазовая инженерия», Институт отраслевых технологий, Западно-Казахстанский инновационно-технологический университет, Республика Казахстан, 090001, г. Уральск, пр. Назарбаева, 208.

E-mail: reception@wkitu.kz

А. Т Жаныбеков, студент 2 курса, Институт отраслевых технологий, Западно-Казахстанский инновационно-технологический университет, Республика Казахстан, 090001, г. Уральск, пр. Назарбаева, 208.

E-mail: reception@wkitu.kz

SELECTION OF CHEMICALS AND TECHNOLOGICAL JUSTIFICATION FOR THE APPLICATION OF ADDITIVES AT THE CHINAREVSKOYE FIELD

G. G. Berkalieva, A. T. Zhanybekov

Abstract. The purpose of this work is to study and select additives for the Chinarevskoye field, analysis of laboratory work, development of recommendations for the selection of additives. Oil samples were obtained for analysis in order to select reagents and recommend a system of measures to control the formation of paraffin. The effectiveness of paraffin inhibitors was compared using the temperature stress method. Recommendations have been developed for the use of wax additives, which indicate the selected more effective chemicals, their optimal dosage and operating temperature.

Keywords: selection of chemicals, paraffin formation, paraffin formation inhibitors, comparison of additive effectiveness.

REFERENCES

1. Al-Zhadi R. A. The Caspian basin – the most important oil and gas basin of the northeastern Mediterranean // Oil and Gas. – 2004. – №. 1. P. 15–23.
2. Baktygulov A. B., Khamzina B. E. Oil and gas potential and prospects of prospecting and exploration in the northern part of the Caspian basin. – Uralsk, 2007.
3. Analysis of the development of oil deposits of the Chinarevskoye field as of 03/01/2022. Passports of chemicals of Zhaikmunai LLP.
4. Technical report Analysis of the provided samples and selection of chemicals for the establishment of LLP "Zhaikmunai". – Atyrau, 2022.

ПРИМЕНЕНИЕ СОВРЕМЕННОЙ ТЕХНОЛОГИИ ДОБЫЧИ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ КАРАЖАНБАС

Т. А. Сарбаев, Т. А. Абдрахманов, Г. Е. Калешева

Аннотация. Применение традиционных технологий при добыче высоковязких нефтей и природных битумов приводит к низкому извлечению и потере ценных сопутствующих компонентов флюида, что ощутимо снижает рентабельность разработки и наносит вред окружающей среде. В связи с этим необходимо внедрить на месторождении современные технологии разработки залежей высоковязких нефтей и природных битумов, который бы учитывал их специфику при добыче высоковязкой нефти.

Ключевые слова: Высоковязкие нефти, битумы, методы повышения нефтеотдачи пластов, вытеснение нефти, горизонтальные скважины.

Большие запасы высоковязких нефтей усиливают интерес к их разработке, особенно при неуклонном снижении доли легкодоступной нефти. Низкая экономическая рентабельность, высокие технологические риски, отсутствие специализированного оборудования для воздействия на пласт и системы транспортирования препятствуют масштабному освоению таких объектов. При разработке пластов, сложенных в основном известняками и доломитами, осложняющими факторами, помимо свойств нефти, являются геологофизические свойства самого коллектора. Вязкость нефти в продуктивных пластах зачастую достигает значений 1000 мПа·с и более, в результате чего применение традиционных методов теплового воздействия оказывается малоэффективным. По этой причине разработка новых эффективных методов воздействия на данные залежи является особо актуальной задачей.

Месторождение Каражанбас расположено в северно-западной части полуострова Бузачи Мангыстауской области Республики Казахстан, и примыкает к восточному берегу Каспия (Рисунок 1).

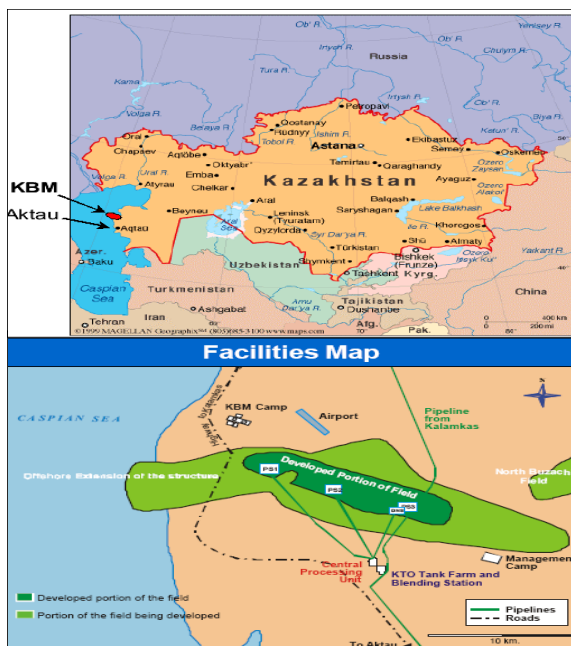


Рис. 1. Географическая позиция месторождения Каражанбас

Месторождение Каражанбас расположено на полуострове Бузачи Мангыстауской области Республики Казахстан. Месторождение Каражанбас было открыто в 1974 году. Оно является самым крупным в бывшем СССР, неглубоко залегающим месторождением высоковязкой нефти (250–500 метров), где разработка которого осуществляется с применением тепловых методов ПНП [1].

На месторождении было создано два опытных участка: один с применением метода влажного внутрипластового горения (ВВГ), другой – с применением паротеплового воздействия (ПТВ).

Кроме технологии ВВГ и ПТВ на месторождении Каражанбас были запроектированы и другие технологии воздействия: внутри-

пластовое сухое горение, сухое и влажное горение с регулированием процесса пенами, вытеснение нефти раствором полимера и паром, вытеснение нефти водой.

В настоящее время на месторождения осуществляется технология теплового воздействия и закачка воды, а на новой части месторождения разработка ведется на естественном режиме. В качестве рабочего агента на участке ПТВ используется пар и сточная вода, на бывшем участке ВВГ – сточная вода.

Разработка месторождения осуществляется согласно «Проекту разработки месторождения Каражанбас» по 4-му варианту разработки.

Основные положения утвержденного варианта разработки:

- паротепловое воздействие и закачка сточной воды на первых, введенных в разработку участках (разбуренная часть) месторождения (бывшие участки ВВГ и ПТВ), на остальной части месторождения (неразбуренная часть) – паротепловое воздействие;

- фактически сложившаяся сетка скважин по объектам разработки на разбуренной территории;

- бурение 124 новых скважин по 7-ми точечной сетке с расстоянием между скважинами 150 м на разбуренной территории, из них 87 добывающих и 37 нагнетательных;

- бурение 343 новых скважин по 5-ти точечной сетке с расстоянием между скважинами 300 м на неразбуренной территории, из них 158 добывающих и 185 нагнетательных.

- с началом стационарного паротеплового воздействия на неразбуренной территории перевод ранее пробуренных добывающих скважин в нагнетательные, для приведения существующей сетки скважин в соответствие с запроектированной.

Геометрия процесса в общей форме достаточно простая, SAGD предусматривает бурение двух практически параллельных горизонтальных скважин (одна нагнетательная и одна добывающая) в одной вертикальной плоскости (рисунок 2). Пар закачивается в горизонтальную скважину, находящуюся достаточно глубоко в коллекторе, для образования паровой камеры. По мере закачки пар проникает

в вышележащие толщи песчаника, где вступает в контакт с холодной нефтью и конденсируется. Освободившееся тепло нагревает нефть в области зоны контакта и вызывает ее течение под действием сил тяжести во вторую горизонтальную скважину, расположенную ниже первой.

В настоящий момент месторождение Каражанбас практически полностью разбурено по частой сетке, т. е. имеется значительный фонд скважин. Большинство скважин выработали свои запасы нефти по нижележащим горизонтам и соответственно могут быть переведены на вышележащие горизонты. Большинство существующих скважин были пробурены фактически полвека назад, и, вероятно, имеют проблемы с техническим состоянием. Конструкция скважин не была рассчитана на закачку горячих агентов.

Для реализации технологии разработки с использованием горизонтальных скважин необходимо наличие собственно самих горизонтальных скважин, что связано со значительными затратами на их бурение. Дополнительно можно отметить трудности при бурении скважин, как вследствие неглубоко залегающего продуктивного коллектора, так и в процессе проводки горизонтального ствола по мало мощному продуктивному горизонту, трудности в процессе эксплуатации скважины - повышенная стоимость и сложность проведения ремонтных работ, а в некоторых случаях отсутствие эффективности таких работ [2].

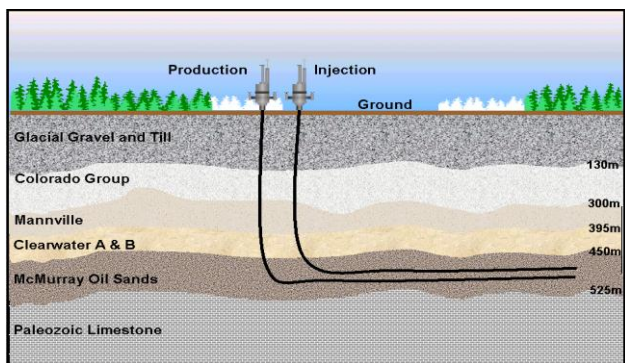


Рис. 2. Геометрия процесса

Для реализации технологии разработки ПТОС необходимо, чтобы скважины, в которых будет нагнетаться пар, имели термостойкую конструкцию. Подобных скважин на месторождении нет. Использование скважин обычной конструкции опасно вследствие прорыва пара в межколонное пространство и грифонообразования. С подобными трудностями столкнулись при разработке Южно-Карского участка месторождения Зыбза – Глубокий Яр. Все ранее пробуренные скважины были признаны негодными уже при первых циклах нагнетания пара, а некоторые даже в начале процесса нагнетания пара. Следовательно, для реализации процесса ПТОС необходимо бурение новых скважин, рассчитанных на закачку пара.

Есть еще дополнительная проблема реализации тепловых методов на месторождении Каражанбас. Как уже было сказано, имеющийся фонд скважин имеет технические проблемы по причине их «преклонного возраста». Реализация закачки пара в новых паронагнетательных скважинах может также привести к грифонообразованию. Пар может прорываться на поверхность через межколонное пространство соседних, технически неисправных скважин. Вероятность такого явления высокая вследствие небольшого расстояния между скважинами.

Подобные трудности имели место на месторождении Карсак, где отмечено наличие грифонов в районе бездействующих, технически неисправных (нарушение эксплуатационной колонны, слом колонны, нарушение целостности цементного камня) добывающих скважин. Проведенные исследования выявили, что грифонообразование происходит вследствие закачки пара в соседние паронагнетательные скважины. После остановки части паронагнетательных скважин грифоны прекратились.

После проведенного анализа возможных технологий для внедрения на нескольких участках месторождения наиболее приемлемой, в настоящее время, является технология СНOPS, вследствие отсутствия капитальных вложений с одной стороны, а с другой стороны имеются примеры ее эффективной реализации. Сразу же надо отметить, что данная технология будет пригодна не для всей пло-

щади горизонтов, а только там, где имеется изоляция нефтяного пласта от водонасыщенного [3].

Расширить площадь применения данной технологии возможно путем избирательной перфорации части нефтенасыщенных пропластков. Рекомендации по вторичному вскрытию продуктивных пластов, с целью предупреждения преждевременного обводнения подошвенными водами.

Дополнительно необходимо отметить, что предложенная технология является первичной технологией разработки коллектора, позволяющая более легко экономически в последствии внедрить вторичные или третичные методы разработки.

В качестве вторичных методов извлечения для условий месторождения Каражанбас на более поздней стадии, учитывая сложившуюся систему разработки, вероятно, наиболее подходящей будет вытеснение нефти холодной водой.

Для достижения лучших результатов от применения принятой технологии при снижении дебитов по нефти рекомендуется также испытать метод интенсификации притока с помощью гидроимпульсных пульсаторов по двум вариантам:

1 вариант – проведение обработок гидродинамическим пульсатором во всех действующих добывающих скважинах. Обработке подвергаются те скважины, где наблюдается значительное снижение дебита нефти;

2 вариант – обработка центральной (в ячейке) добывающей скважине.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Технологическая схема опытно-промышленной эксплуатации месторождения Каражанбас РК. – Актау, 2008.
2. Черкасова Е. И., Сафиуллин И. И. Особенности добычи высоковязкой нефти // Вестник технологического университета. – 2015. – Т.18, № 6 – С. 105–108.

3. Ихсанов К. А. Современные методы увеличения добычи нефти: учебное пособие/ К.А. Ихсанов, Г.Е. Калешева и др. – Уральск: РИО ЗКИТУ, 2019. – 114 с.

4. Интернет-ресурсы:
<https://www.geokniga.org/bookfiles/geokniga-metodicheskoe-ukazanie-kvd>.

Сведения об авторах:

Т. А. Сарбаев, Т. А. Абдрахманов магистранты 1 курса кафедры Нефтегазовой инженерии Институт отраслевых технологий ЗКИТУ, пр. Н. Назарбаева, 208, г. Уральск, 090000, Республика Казахстан.

E-mail: reception@wkitu.kz

Г. Е. Калешева, ст. преподаватель кафедры Нефтегазовой инженерии Институт отраслевых технологий ЗКИТУ, пр. Н. Назарбаева, 208, г. Уральск, 090000, Республика Казахстан.

E-mail: reception@wkitu.kz

APPLICATION OF MODERN TECHNOLOGY OF HIGH-VISCOSITY OIL PRODUCTION AT THE KARAZHANBAS FIELD

T. A. Sarbaev, T. A. Abdrakhmanov T.A., G. E. Kaleshova

Abstract. The use of traditional technologies in the extraction of high-viscosity oils and natural bitumen leads to low extraction and loss of valuable accompanying fluid components, which significantly reduces the profitability of development and harms the environment. In this regard, it is necessary to introduce modern technologies for the development of deposits of high-viscosity oils and natural bitumen at the field, which would take into account their specifics in the production of high-viscosity oil.

Keywords: High-viscosity oils, bitumen, methods of increasing oil recovery, oil displacement, horizontal wells.

REFERENCES

1. Technological scheme of pilot operation of the Karazhanbas deposit of the Republic of Kazakhstan. – Aktau, 2008.
2. E.I. Cherkasova, I. I. Safiullin Features of high-viscosity oil production: Bulletin of the Technological University. – 2015. – Vol.18, №.6 – C. 105–108.
3. Ihsanov K. A. Modern methods of increasing oil production: a textbook/ K. A. Ihsanov, G. E. Kuleshova et al. – Uralsk: RIO ZKITU, 2019. –114 p.
4. Internet resources:
<https://www.geokniga.org/bookfiles/geokniga-metodicheskie-ukazaniya-mvd>.

СОКРАЩЕНИЕ ПОТЕРЬ НЕФТИ ОТ ИСПАРЕНИЯ

С. Ж. Айтжанов, К. Б. Маулетов, К. А. Ихсанов

Аннотация. Одной из проблем при хранении нефти и нефтепродуктов являются безвозвратные потери углеводородов испарением. По этой причине нефтедобывающие предприятия должны постоянно совершенствовать технологию подготовки и хранения нефти на промысле, снижая и исключая потери углеводородов. Задачей исследования является анализ возможных вариантов оценки технологических потерь нефти и определить технологию, исключаящую потерь паров углеводородов за счет испарения в накопительных резервуарах.

Ключевые слова: нефть, скважина, углеводород, испарение, резервуар, конденсация.

Нефть в нефтеносных пластах представляет собой смесь углеводородов от простейших – метана (CH_4) до сложных, типа битумов, а также содержит воду и растворенные соли в виде нефтеводяной эмульсии. Она в пласте находится под давлением до 100 кг/см^2 и более и при температуре более 40°C . При извлечении нефти давление ее снижается до атмосферного. Поэтому легкие углеводороды, как метан (CH_4), этан (C_2H_6), пропан (C_3H_8), бутан (C_4H_{10}), пентан (C_5H_{12}), имеющие температуру кипения ниже 40°C выделяются из нефти. На ранних этапах нефтедобычи выделяющийся газ, называемый попутным нефтяным газом, сжигался в факелах. В современных условиях такой газ, представляющий собой ценное углеводородное топливо, отделяется от нефти и направляется на переработку. Чтобы нефть подготовить до товарного вида, необходимого для транспорта по трубопроводам или железнодорожным транспортом, необходимо из нефти выделить все газы, удалить воду и растворенные соли. Для этого нефть подогревают до 60°C , в нее вводят деэмульгатор, и в специальных сепараторах выделяют все

газы, имеющие температуру кипения ниже 60 °С, а также воду и соли. Подготовленную до товарного вида нефть закачивают в резервуары, которые необходимы как накопители для окончательного отстоя воды, а также как мерные емкости. После отстоя нефти и подтверждения ее свойств, соответствующих требованиям товарной нефти, нефть перекачивают в магистральный трубопровод, либо отправляют на железнодорожные терминалы, где ее загружают в железнодорожные цистерны для отправки на нефтеперерабатывающие заводы. На современных нефтедобывающих предприятиях на всей технологической последовательности операций подготовки нефти, нефти от скважины до накопительных резервуаров, она не контактирует с атмосферным воздухом и потерь нефти не происходит. В тоже время нефть, имеющая температуру 60 °С, теоретически не должна содержать легкие углеводороды от метана до пентана, практически она содержит такие углеводороды в некотором количестве в растворенном виде в более тяжелых углеводородах. При закачке нефти в накопительные резервуары, в них создается газоздушная среда, содержащая пары нефтепродуктов, не только легких от метана до пропана, но и более тяжелых, как гексана (C_6H_{14}), гептана (C_7H_{16}) и других. Режим работы накопительных резервуаров таков, что после заполнения нефть в нем выдерживается некоторое время для отстоя оставшейся воды, затем перекачивается в трубопровод магистральный или на железнодорожный терминал. Резервуар заполняется воздухом, после чего вновь заполняется подогретой нефтью. В этот период в газовом пространстве создается среда насыщенных паров углеводородов. За счет использования нескольких накопительных резервуаров обеспечивается непрерывный цикл отгрузки товарной нефти.

Накопительные резервуары, емкость которых достигает нескольких тысяч кубометров, испытывают нагрузку от загружаемой нефти. Чтобы при закачке нефти и их опорожнении в них не возникало дополнительного перепада давления на стенки, резервуары оборудованы дыхательными клапанами. Цель дыхательных клапанов исключить прямого контакта нефти в резервуарах с атмосфер-

ным воздухом, но исключит перепада давления при загрузке нефти в резервуар и при его опорожнении – избыточного давления изнутри при загрузке нефти, и вакуума внутри и атмосферного давления снаружи при опорожнении резервуара. При заполнении нефти газовая среда вытесняется через дыхательные клапаны в атмосферу. При этом пары нефти, вытесняемые в атмосферу, представляют собой технологические потери.

Поскольку, как правило, для обеспечения непрерывного процесса отгрузки нефти используется несколько накопительных резервуаров, до 8–10 и более, которые работают в различных режимах, в части резервуаров происходит отстой нефти, часть загружается, некоторые наоборот разгружаются, при этом происходит либо вытеснение газовой среды их резервуара, либо засасывание ее из наружного объема, для уменьшения выбросов паров нефти в атмосферу применяется обвязывание дыхательных клапанов газоуравнивательной трубопроводной системой. При этом газ, вытесняемый из заполняемого резервуара, выходит не в атмосферу, а перетекает в опорожняемый резервуар. Поскольку режим загрузки и опорожнения резервуаров согласовать точно невозможно, для исключения создания опасного перепада давления в резервуарах, газоуравнивательная линия имеет связь с атмосферой. Некоторое количество паров нефтепродуктов вытесняется в атмосферу, что учитывается рекомендациями по оценке технологических потерь углеводородов [1].

Исключение потерь паров углеводородов за счет испарения в накопительных резервуарах достигается установкой конденсатора паров углеводородов (Рис. 1).

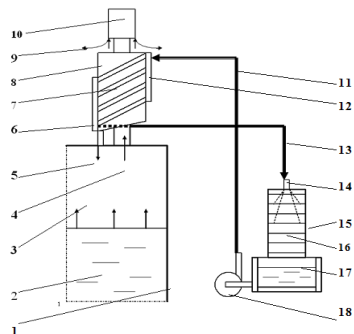


Рис. 1. Схема установки конденсаторов углеводородных паров на резервуарах нефти: 1 – корпус резервуара; 2- нефть в резервуаре; 3 – газовый объем в резервуаре; 4 - направление потока парогазовой смеси при заполнении резервуара нефтью; 5 – слив конденсата в резервуар из конденсатора вытесняемых. паров; 6 – сливная камера охлаждающей воды конденсатора; 7 – трубчатые поверхности охлаждения в конденсаторе паров; 8- корпус конденсатора вытесняемых паров углеводородов; 9 – направление потока газов в дыхательных клапанах при заполнении и опорожнении резервуаров; 10 – дыхательный клапан стандартной конструкции; 11 – подающий трубопровод охлажденной воды; 12 – входная водяная камера конденсатора вытесняемых паров; 13 – сливной трубопровод охлаждающей воды; 14 – распылительная форсунка градирни; 15 – башня градирни; 16 – поверхности охлаждения градирни; 17 – резервуар охлажденной воды; 18 – водяной насос циркуляции охлаждающей воды

Система конденсации паров выполняется следующим образом. На патрубке для установки дыхательного клапана 10 выполняется камера конденсатора углеводородных паров 8 с охлаждаемыми трубами 7. Конденсатор 8 имеет камеру входа холодной воды 12, и камеру на выходе воды 6, к которым присоединены трубопроводы подачи воды 11 и отвода воды 13. Для получения холодной воды выполнена градирня, 15, в которой имеется распылитель воды 14, поверхности охлаждения 16, резервуар охлажденной воды 17. Для подачи воды от градирни в конденсатор на резервуаре служит насос 18.

Система конденсации работает следующим образом. В накопительный резервуар 1 подается нефть 2. Газовая среда 3 при заполнении нефти в виде потока 4 поступает в патрубок конденсатора 8.

Пары углеводородов при контакте с трубчатыми поверхностями охлаждения 7 конденсируются, стекают вниз и через сливной патрубок стекают в виде потока 5 в резервуар. Воздух, не содержащий паров углеводородов после конденсатора 8 поступает в дыхательный клапан 10 и выходит в атмосферу в виде потока 9. При разгрузке резервуара атмосферный воздух засасывается через дыхательный клапан 10 и беспрепятственно поступает в газовый объем 3 резервуара 1.

Приведенная схема рассматривает применение конденсатора углеводородов для единичного резервуара. При наличии газоуравнительной линии устройство конденсации углеводородных паров устанавливается на участке сообщения газ уравнительной линии с атмосферой. При этом в конденсаторе будут высасываться только пары углеводородов, которые вытесняются за счет небаланса объема при заполнении и опорожнении различных резервуаров [2].

Пары углеводородов, конденсируемых при охлаждении вытесняемых газов, представляют собой смесь углеводородов, аналогичны газовому конденсату. Такой состав углеводородов близок составу к дизельному топливу [3]. Поэтому отвод сконденсировавшихся углеводородов целесообразно не сбрасывать в резервуары, а отводить в отдельную емкость и использовать как товарный продукт как дизельное топливо или добавки к ним.

Экономический эффект от предложения заключается в исключении потерь нефти за счет испарения и вытеснения паров из резервуаров. Для крупных нефтедобывающих предприятий при добыче нефти более 1 миллиона тонн в год, даже при наличии на накопительных резервуарах газоуравнительной системы, потери достигают 0,1%, что составляет более 1 тысячи тонн в год. С помощью устройства конденсации паров углеводородов исключаются такие потери.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Арбузов Ф. Ф., Бронштейн И. С., Новоселов В. Ф. и др. Борьба с потерями нефти и нефтепродуктов при их транспортировке и хранении. – М.: Недра, 1981.

2. Дуйсенбеккызы Б. Д. Моделирование испарения углеводородов нефти при наполнении резервуаров. – Алматы: КазНТУ, 2012. – 60с.

3. Надиров Н. К. Возобновляемые источники энергии в решении продовольственной проблемы / Н. К. Надиров, В. Г. Некрасов, К.Н. Кенжебекова // «Вестник Национальной инженерной академии Республики Казахстан». – 2014. – № 2. – С. 80–83.

Сведения об авторах:

С. Ж. Айтжанов, К. Б. Маулетов, магистранты кафедры Нефтегазовой инженерии Институт отраслевых технологий ЗКИТУ, пр. Н. Назарбаева, 208, г. Уральск, 090000, Республика Казахстан.

E-mail: reception@wkitu.kz

К. А. Ихсанов, к.т.н., асс. Профессор ЗКИТУ, пр. Н. Назарбаева, 208, г. Уральск, 090000, Республика Казахстан.

E-mail: reception@wkitu.kz

REDUCTION OF OIL LOSSES FROM EVAPORATION

S. J. Aitzhanov, K. B. Mauletov, K. A. Ikhsanov

Abstract. One of the problems in the storage of oil and petroleum products is the irretrievable loss of hydrocarbons by evaporation. For this reason, oil producing enterprises must constantly improve the technology of oil preparation and storage in the field, reducing and eliminating hydrocarbon losses. The objective of the study is to analyze possible options for estimating technological losses of oil and to determine a technology that eliminates the loss of hydrocarbon vapors due to evaporation in storage tanks.

Key words: oil, well, hydrocarbon, evaporation, reservoir, condensation.

REFERENCES

1. Arbuzov F. F., Bronstein I. S., Novoselov V. F., etc. Combating losses of oil and petroleum products during their transportation and storage. – M.: Nedra, 1981.
2. Duisenbekkyzy B. D. Modeling of evaporation of petroleum hydrocarbons when filling reservoirs. – Almaty: KazNTU, 2012. – 60 p.
3. Nadirov N. K. Renewable energy sources in solving the food problem // N. K. Nadirov, V. G. Nekrasov, K. N. Kenzhebekova "Bulletin of the National Engineering Academy of the Republic of Kazakhstan". – 2014. – № 2. – Pp. 80–83.

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ИССЛЕДОВАНИЯ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ДИЗЕЛЬНОГО И БИОДИЗЕЛЬНОГО ТОПЛИВА

А. Н. Мукамбеткалиева, В. И. Кенжесова, А. Т. Еркебаев

Аннотация. В связи со значительным ухудшением экологической обстановки в мире и удорожанием топлива в последнее время активно развивается направление производства биодизельного топлива. Биодизель можно даже извлечь из растительного масла, использованного после фритюра, кислотность которого достигает 20 единиц. Были исследованы физико-химические свойства образцов. В результате проведенных экспериментальных исследований были получены кинематическая вязкость, плотность, температура воспламенения в закрытом тигле, температуры замерзания и мутности, содержание серы и зольность. На основании этих данных сделан сравнительный анализ.

Ключевые слова: топливо, биодизель, плотность, вязкость, зольность, свойства, дизельное топливо.

В связи со значительным ухудшением экологической обстановки в мире и удорожанием топлива в последнее время активно развивается направление производства биодизельного топлива. Биодизель можно даже извлечь из растительного масла, использованного после фритюра, кислотность которого достигает 20 единиц. При этом биотопливо практически не меняет технических параметров работы дизельного двигателя. Кроме того, при сгорании нет токсичных отходов, уменьшается выброс углекислого газа, количество сажи уменьшается до 50 %, топливо, разлитое на землю, разлагается на 90 % в присутствии микроорганизмов в течение 3 недель [1].

Биодизель-вид жидкого биотоплива, получаемый в результате взаимодействия липидов, таких как растительные и животные жиры, со спиртом в процессах промышленной этерификации и переэтери-

фикации. При производстве биодизеля можно использовать собственные природные ресурсы Республики Казахстан. Из-за происхождения биодизеля он менее токсичен и безопасен для растений и животных при попадании в окружающую среду, полностью разлагается микроорганизмами в воде и почве. В связи с большой потребностью в сокращении использования невозобновляемых видов ископаемого топлива, актуальным вопросом является поиск возможностей использования альтернативного вида топлива, такого как биодизель, с эффективным использованием отходов растительного масла [2; 3].

Научной новизной данного исследования является выбор оптимального вида исследуемых растительных масел как компонента, улучшающего качество дизельного топлива. А целью исследования является сравнить полученное биодизельное топливо с традиционным дизельным топливом с использованием использованных растительных масел в качестве компонента биодизеля.

При изготовлении биодизельного топлива было использовано 4 растительных масла. Это: рафинированное подсолнечное масло, не рафинированное оливковое, горчичное, льняное, подсолнечное масла. Получены остатки растительных масел, использованных при изготовлении биодизельного топлива первого порядка. По массе получено 5 биодизельных топлив, состав которых составляет 50 % дизельного топлива и 50 % растительного масла. Для сравнения, наряду с биодизельным топливом были изучены физико-химические свойства дизельного топлива [4].

В качестве физико-химических свойств исследованы плотность топлива, вязкость, температура воспламенения, температура замерзания и мутности, содержание серы, зольность. А полученные показатели сопоставлены с дизельным топливом. Результаты исследования пяти образцов показаны ниже в виде диаграммы.

По результатам исследования установлено, что Кинематическая вязкость всех образцов составляет от 3,0 до 6,0 мм²/с и все они соответствуют требованиям ГОСТ.

Установлено, что плотность всех образцов составляет от 856 до 860 кг/м³ и все они соответствуют требованиям ГОСТ.

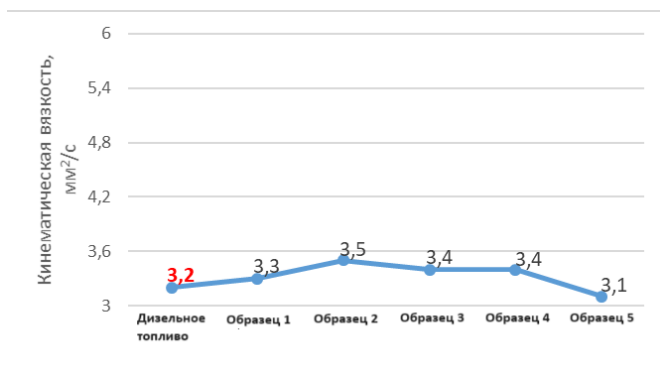


Рис. 1. Результаты определения кинематической вязкости образцов



Рис. 2. Результаты определения плотности образцов

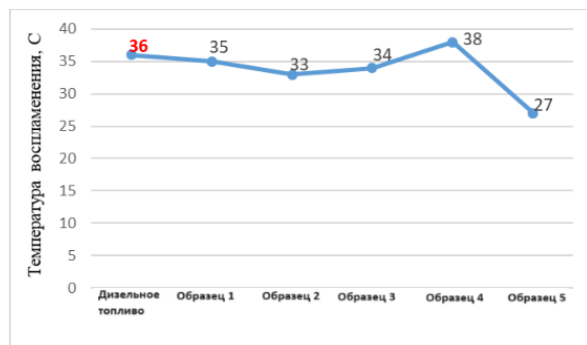


Рис. 3. Результаты определения температуры воспламенения образцов

Как показано на рисунке, показатели первого и четвертого образцов выше 35 и соответствуют требованиям ГОСТ.

В результате исследования температур замерзания образцов установлено, что показатели первого, второго, третьего, пятого образцов соответствуют требованиям ГОСТ по летнему дизельному топливу. По сравнению с результатами исследования зимнего дизельного топлива, было обнаружено, что первый и четвертый образцы имеют низкие температуры замерзания и подходят для использования в качестве жидкого топлива.

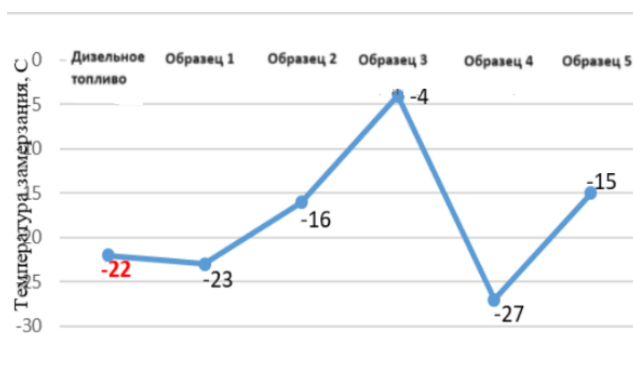


Рис. 4. Результаты определения температуры замерзания образцов

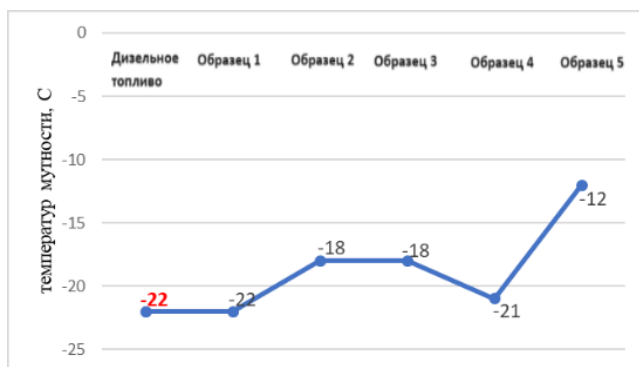


Рис. 5. Результаты определения температур мутности образцов

Как показано на рисунке, по результатам исследований установлено, что температуры мутности образцов соответствуют требованиям ГОСТ по летнему дизельному топливу. Если сравнить с результатами исследования зимнего дизельного топлива, то можно увидеть, что показатели первого и четвертого образцов близки к показателям дизельного топлива.

По результатам исследований было изучено содержание серы в образцах и установлено, что она очень низкая по сравнению с зимним дизельным топливом. Очень низкое содержание серы означает, что из двигателя в окружающую среду выделяется очень мало токсичных газов. Это экологически эффективно. Показатели всех образцов соответствуют требованиям ГОСТ.

В результате исследования зольности образцов установлено, что показатели ниже по сравнению с зимним дизельным топливом. Это подходит для двигателя. Показатели всех образцов соответствуют требованиям ГОСТ.

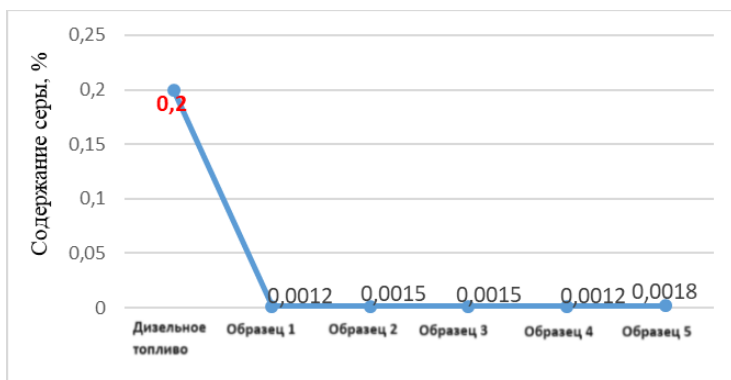


Рис. 6. Результаты определения содержания серы в образцах

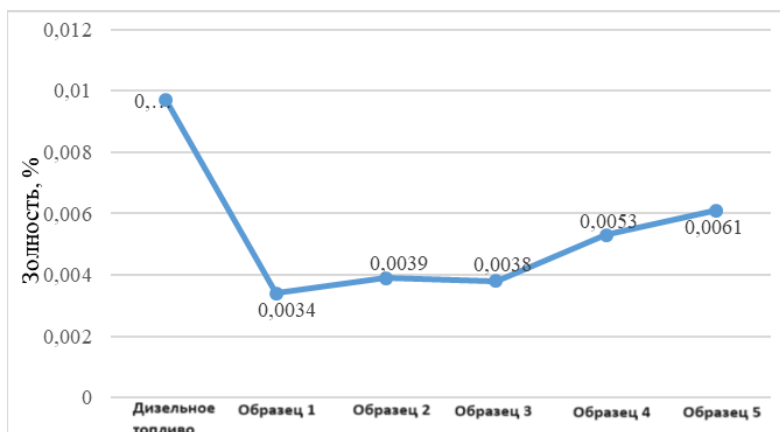


Рис. 7. Результаты определения зольности образцов

В настоящее время на загрязнение атмосферы большое влияние оказывают дымовые газы, выделяемые автомобилями. При сгорании жидкого топлива в двигателях внутреннего сгорания накапливаются остаточные вещества, а пахучие газы выделяются в окружающую среду. Поэтому было рассмотрено создание биодизеля, который будет защищать атмосферу от загрязнения и служить автомобильным топливом, благоприятно влияющим на экологию, и альтернативой дизельному топливу. Изучены и определены физико-химические свойства биодизеля, характеризующие его качество в качестве автомобильного топлива.

В результате исследования установлено, что по данному разу повышается качество образцов по кинематической вязкости, плотности, содержанию серы, температуре мутности и все показатели соответствуют требованиям ГОСТ. Температура воспламенения и температура замерзания были самыми высокими в биодизеле, приготовленном из льняного масла.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Волгин С. Н., Середа В. А. Сб. трудов II Международной конференции «Новые топлива с присадками». Санкт-Петербург: Академия Прикладных исследований. 2002. – С. 210–212.

2. Захарова Э. Л., Емельянов В. Е., Октябрьский Ф. В., Дейнеко П. С. // Химия и технология топлив и масел. – 1994. – № 2. – С. 110.

3. Карпов С. А. Повышение экологических и антидетонационных характеристик автомобильных бензинов введением многофункциональных присадок / С.А. Карпов // Нефтепереработка и нефтехимия. – 2006. – № 1. – С. 23–26.

4. Ковтун Г. А., Талисман Е. Л., Горбунов Г.В., Шафорост Л. В. Влияние металлокомплексных присадок на процесс горения нефтепродуктов / Г. А. Ковтун, Е. Л. Талисман, Г. В. Горбунов, Л. В. Шафорост // Нефтепереработка и нефтехимия. – 1990. – № 39. – С. 66–68.

5. ГОСТ 33-2016 Нефть и нефтепродукты. Прозрачные и непрозрачные жидкости. Определение кинематической и динамической вязкости

6. ГОСТ 3675-2007 Нефть сырая и нефтепродукты жидкие. Лабораторный метод определения плотности с использованием ареометра.

7. ГОСТ 6356-75 Нефтепродукты. Метод определения температуры вспышки в закрытом тигле.

8. ГОСТ 14596-2008 Нефтепродукты. Определение содержания серы методом рентгенофлуоресцентной спектроскопии с дисперсией по длине волны.

9. ГОСТ 1461-75 Нефть и нефтепродукты. Метод определения зольности.

10. ГОСТ 5066-2018 Топлива моторные. Методы определения температур помутнения, начала кристаллизации и замерзания.

11. ГОСТ 20287-91 Нефтепродукты. Методы определения температур текучести и застывания.

Сведения об авторах:

А. Н. Мукамбеткалиева, м.т.н., ст. преподаватель кафедры Нефтегазовой инженерии Институт отраслевых технологий ЗКИТУ, пр. Н. Назарбаева, 208, г. Уральск, 090000, Республика Казахстан.

E-mail: reception@wkitu.kz

В. И. Кенжесова, м.т.н., ст. преподаватель кафедры Нефтегазовой инженерии Институт отраслевых технологий ЗКИТУ, пр. Н. Назарбаева, 208, г. Уральск, 090000, Республика Казахстан.

E-mail: reception@wkitu.kz

А. Т. Еркебаев, магистрант 1 курса МНДП-12, кафедры Нефтегазовой инженерии Институт отраслевых технологий ЗКИТУ, пр. Н. Назарбаева, 208, г. Уральск, 090000, Республика Казахстан.

E-mail: reception@wkitu.kz

COMPARATIVE ANALYSIS OF THE RESULTS OF THE STUDY OF THE PHYSICO-CHEMICAL PROPERTIES OF DIESEL AND BIODIESEL FUELS

A. N. Mukhambetkalieva, V. I. Kenzhesova, A. T. Yerkebayev

Abstract. Due to the significant deterioration of the environmental situation in the world and the rise in fuel prices, the production of biodiesel has been actively developing recently. Biodiesel can even be extracted from vegetable oil used after deep frying, the acidity of which reaches 20 units. The physicochemical properties of the samples were investigated. As a result of the conducted experimental studies, kinematic viscosity, density, ignition temperature in a closed crucible, freezing and turbidity temperatures, sulfur content and ash content were obtained. Based on these data, a comparative analysis is made.

Keywords: fuel, biodiesel, density, viscosity, ash content, properties, diesel fuel.

REFERENCES

1. Volgin S. N., Sereda V. A. Proceedings of the II International Conference "New fuels with additives". St. Petersburg: Academy of Applied Research. 2002. – Pp. 210–212.
2. Zakharova E. L., Yemelyanov V. E., Oktyabrsky F. V., Deineko P. S. // Chemistry and technology of fuels and oils. – 1994. – № 2. – P.110.

3. Karpov S. A. Improving the environmental and anti-knock characteristics of gasoline by introducing multifunctional additives / S. A. Karpov // Oil refining and petrochemistry. – 2006. –№ 1. – Pp. 23–26.

4. Kovtun Gorenje, Talisman E. L., Gorbunov G. V., Shaforost L. V. The effect of metal complex additives on the combustion of petroleum products / G. A. Kovtun, E. L. Talisman, G. V. Gorbunov, L. V. Shaforost // Oil refining and petrochemistry. 1990. –№ 39. – Pp. 66–68.

5. GOST 33-2016 Oil and petroleum products. Transparent and opaque liquids. Determination of kinematic and dynamic viscosity.

6. GOST 3675-2007 Crude oil and liquid petroleum products. A laboratory method for determining density using a hydrometer.

7. GOST 6356-75 Petroleum products. Method for determining the flash point in a closed crucible.

8. GOST 14596-2008 Petroleum products. Determination of sulfur content by X-ray fluorescence spectrometry with wavelength dispersion.

9. GOST 1461-75 Oil and petroleum products. Ash content determination method.

10. GOST 5066-2018 Motor fuels. Methods for determining the temperatures of turbidity, the beginning of crystallization and freezing.

11. GOST 20287-91 Petroleum products. Methods for determining flow and solidification temperatures.

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОБРАБАТЫВАЮЩИХ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ДЛЯ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НА ПРИМЕРЕ ГРЕМИХИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Г. В. Ломов, Р. Г. Латыпов, М. Б. Полозов, Н. Н. Тухсанов

Аннотация. Башкирский пласт Гремихинского месторождения представлен залежью с карбонатными, кавернозно-трещиноватыми высокорасчлененными коллекторами. Разработка их в условиях традиционных методов с закачкой воды протекает весьма неэффективно. Происходит опережающее обводнение добывающих скважин закачиваемой и пластовой водой. Пласт находится на третьем этапе разработки и характеризуется высокой обводненностью (в среднем 94 %). Динамика добычи жидкости согласуется с динамикой закачки, что может свидетельствовать о языковом характере вытеснения, прорывах закачиваемой воды к добывающим скважинам, а также о формировании значительного количества промытых зон в процессе разработки пластов башкирского яруса. При данных условиях зачастую требуется комплексное воздействие на призабойную зону пласта, так как необходимо задействовать в эксплуатацию низкопроницаемые участки. Влияние обычных кислотных обработок может усугубить ситуацию с прорывом воды и потерями нефти, так как башкирский ярус карбонатных коллекторов характеризуется повышенной неоднородностью ФЕС. Для данных геологических требуется обработка, обеспечивающая равномерное воздействие на призабойную зону пласта, включая как проницаемые, так и низкопроницаемые пропластки.

Ключевые слова: отклоняющийся кислотный состав, отклонители, перераспределение профиля притока, кислотная обработка, блокирование промытых интервалов.

Введение

На текущий момент на Гремихинском месторождении проведено 56 ОПЗ с применением отклонителей, из них: 33 с применением обратных нефтекислотных эмульсий, 14 с применением различных гелирующих агентов, 9 с применением самоотклоняющихся кислотных составов.

По данным таблицы можно сделать вывод, что технология ОПЗ с применением гелеобразующих агентов, которая активно набирает популярность в последние годы, имеет положительный эффект, но имеет самую низкую эффективность. Прирост дебита по нефти в среднем составил 2,6 т/сут, прирост коэффициента продуктивности в среднем 0,9 м³/сут/атм. Скин-фактор в среднем изменяется на -2,5 ед.

Гелеобразующие кислотные обработки являются перспективным направлением ОПЗ, они требуют меньше этапов и объема нагнетания, комбинируют кислотную стимуляцию и отклонительный процесс, процесс самой обработки идет более равномерно, захватывая застойные участки.

Проведение кислотных обработок является одним из самых простых и распространенных химических методов интенсификации добычи нефти, восстановления продуктивности добывающих и приемистости нагнетательных скважин. Несмотря на простоту метода, стоит серьезно относиться к планированию и проведению кислотных обработок.

Кислотные обработки проводятся с целью решения следующих задач:

- снижение скин-фактора, посредством удаления минеральных и органических отложений из ПЗП;
- повышение гидропроводности низкопроницаемых участков пласта;
- выравнивание профиля притока добывающих/профиля приемистости нагнетательных скважин.

Таблица 1

Результаты проведения ОПЗ кислотой с применением
потокоотключающих технологий

№ скважины	Объект	Параметры до ОПЗ				Параметры после ОПЗ				Прирост			
		Qж, м³/сут	Qн, т/сут	S	Кпр, м³/сут/атм	Qж, м³/сут	Qн, т/сут	S	Кпр, м³/сут/атм	dQж, м³/сут	dQн, т/сут	dS	dКпр, м³/сут/атм
ОПЗ с применением нефтекислотных эмульсий													
365	A	9,0	3,6	1,0	0,8	12,2	3,8	0,2	1,7	3,2	0,2	-0,8	0,9
239	A	22,0	1,6	2,6	1,2	30,0	1,7	1,4	1,7	8	0,1	-1,2	0,5
584	B	22,5	1,6	2,4	0,6	27,0	2,0	1,0	1,0	4,5	0,4	-1,4	0,4
728A	C	15,0	1,1	4,0	0,3	18,8	4,8	-1,4	1,3	3,8	3,7	-5,4	1
Среднее значение										4,9	1,1	-2,2	0,7
ОПЗ с применением гелирующих агентов													
19	A	14,0	1,3	1,2	0,7	16,0	1,4	-0,5	1,8	2	0,1	-1,7	1,1
327	B	18,6	1,6	2,4	1,0	20,0	2,0	-2,0	2,0	1,4	0,4	-4,4	1
710	B	25,7	2,3	1,5	1,6	26,9	2,8	1,0	2,3	1,2	0,5	-0,5	0,7
583	C	22,7	2,0	3,0	0,2	28,4	2,6	-0,2	0,9	5,7	0,6	-3,2	0,7
Среднее значение										2,6	0,4	-2,5	0,9
ОПЗ с применением СОКС													
366	C	21,3	3,4	2,8	0,6	22,6	6,7	-1,3	1,6	1,3	3,3	-4,1	1
353	B	29,0	2,6	3,5	1,3	33,9	5,1	0,9	2,3	4,9	2,5	-2,6	1
711	B	10,0	1,7	1,9	1,4	15,7	4,3	-1,5	2,1	5,7	2,6	-3,4	0,7
710	A	18,2	2,9	3,0	0,7	25,0	6,3	-0,5	3,0	6,8	3,4	-3,5	2,3
Среднее значение										4,7	3,0	-3,4	1,3

Технология интенсификации добычи нефти и газа с использованием самоотклоняющихся кислотных составов Флаксокор 210 марки С (концентрированная форма для поставок марка Н) с гелирующим агентом Сурфогель марки А/АТ предназначена для проведения работ скважин в карбонатных коллекторах трещиноватого и порово-трещиноватого типов со значительной послойной неоднородностью с целью увеличения дебита обводненных пластов и повышения приемистости нагнетательных скважин.

Кислотные составы серии Флаксокор 210 представляют собой раствор соляной кислоты с высоко эффективными целевыми добавками и поверхностно-активными веществами. А гелирующие агенты Сурфогель, в свою очередь, представляют собой спиртовой раствор поверхностно-активных веществ высокой активности.

Стоит отметить, что гелирующий агент Сурфогель марки АТ применяется при более высоких температурах, чем Сурфогель марки А.

В исходном состоянии вязкость самоотклоняющегося кислотного состава Флаксокор 210 марки С и гелирующего агента Сурфогель марки А/АТ составляет 20–30 мПа·с при температуре 20 °С. Регулирование конечной вязкости самоотклоняющегося кислотного состава возможно путем изменения концентрации гелирующего агента в широком диапазоне в зависимости от геологических условий и поставленных задач.

Наиболее востребованными отклоняющимися кислотными составами являются: VDA, КС с реагентом Катол-40, СТРИМ-С, Флаксокор 210-С с гелирующим агентом Сурфогель (марки А и Г). По результатам исследований наибольшей эффективностью обладает реагент Сурфогель. Изменяя концентрацию гелирующего агента и смешивая марки А и Г в различных пропорциях, можно достичь требуемой максимальной вязкости (до 100 мПа·с и более) при различной степени истощения кислотного состава, а также регулировать скорость замедления реакции.

Свойства различных типов отклоняющихся кислотных составов, а также критерии применимости представлены в таблице 2.

Таблица 2

**Свойства отклоняющихся кислотных составов и критерии
их применимости**

Параметры	Флаксокор 210 с гели- рующим агентом Сурфогель А	VDA	Кислотный состав с реагентом Катол-40	СТРИМ-С
Концентрация HCl, %	14–18	15	12 – 15	15
Плотность при 20 °С, г/см ³	1,04–1,09		> 0,8	1,02– 1,05
Исходная вязкость при 25 °С, мПа·с	7–20	25,2	10–15	35–40
Максимальная вяз- кость в пласте, мПа·с	600–700	500–600	300–400	300–400
Температура пласта, °С	< 120	< 150	< 80	< 120
Проницаемость пла- ста, мД	До 5 и более	–	> 5	> 20
Обводненность, %	< 95	< 90	< 90	< 80

Одним из основополагающих критериев выбора скважин кандидатов на проведение ОПЗ кислотой будет степень загрязнения ПЗП, которая может определяться по данным гидродинамических исследований.

Оценивать степень загрязнения ПЗП можно по динамике изменения параметров добычи и ФЕС пласта. А именно, коэффициента продуктивности, пластового давления, проницаемости, скин-фактора. Важным критерием является состояние ГНО скважины.

Выбор кандидата для проведения ОПЗ комбинированным солянокислотным составом будет проводится по данным ГДИС и основываться на следующих критериях:

- наблюдается снижение коэффициента продуктивности;
- не происходит существенного изменения пластового давления;
- исправность работы ГНО перед проведением ОПЗ;

– продукция скважины имеет обводненность свыше 90 % и эксплуатация ведется на башкирский пласт. Данные критерии учитываются в связи с темой дипломного проекта;

– на скважине ежегодно проводились ГДИС (КВУ/КВД) за последние два года;

– на скважине за последние два года не проводилось ГТМ, связанных с обработкой ПЗП.

В результате анализа фонда добывающих скважин по вышеперечисленным критериям были выбраны 3 скважины. В таблице 3 приведены данные результатов ГДИС, предоставленные геологической службой.

Таблица 3

Результаты ГДИС по данным КВУ на скважинах-кандидатах

№ п/ п	Показатели	№ 584		№ 354		№ 708	
		КВУ 21.01. 2021	КВУ 01.02. 2022	КВУ 01.04. 2021	КВУ 01.06. 2022	КВУ 30.09. 2021	КВУ 14.11. 2022
1	Коэффициент продуктивности, м ³ /сут/атм	1,7	0,3	2,0	0,2	1,5	0,2
Изменение		-1,4		-1,8		-1,3	
2	Среднее пластовое давление на ВНК, кгс/см ²	104,8	106,9	97,5	94,8	112,9	115,8
Изменение		2,1		-2,7		2,9	
3	Совокупный скин-фактор	1,7	3,0	0,4	2,5	0,3	3,5

Изменение		1,3		2,1		3,2	
4	Проницаемость, мД	57	62	42	43	50	48
Изменение		5		1		-2	

По таблице можно сделать следующие выводы:

1. Продуктивность скважин снижается, без заметных изменений показателя пластового давления;
2. Растет скин-фактор, ухудшается состояние призабойной зоны пласта;
3. Проницаемость изменяется не существенно, можно сделать вывод, что на скважинах не проводились работы по изоляции, приобщению, дострелу, обработки ПЗП и др. Данные о ГТМ, проводившихся на данных скважинах подтверждены тех. режимом.

Технологические параметры скважин приведены в таблице 4.

Таблица 4

**Параметры скважин-кандидатов согласно тех. режима
за март 2023**

№ п/п	Параметр	Единица измерения	Значение		
			№ 584	№ 354	№ 708
1	Тип скважины		вертикальная	вертикальная	вертикальная
2	Пласт		Башкирский	Башкирский	Башкирский
3	Тип коллектора		карбонатно-известняковый	карбонатно-известняковый	карбонатно-известняковый
4	Перфорированная мощность пласта	м	13,7	15,2	10,0

5	Нефтенасыщенная мощность пласта	м	15,2	16,9	17,2
6	Глубина ВДП	м	1155	1175	1195
7	Тип насоса		НГН-2-44	НГН-2-57	НГН-2-44
8	Глубина спуска насоса	м	1124	1082	1005
9	Рпл начальное	атм	124,4	124,4	124,4
10	Р забойное	атм	11,9	12,8	10,5
11	Динамический уровень	м	1087	985	785
12	Р затрубное	атм	6	3	9
13	Q нефти	т/сут	1,6	1,1	17
14	Q жидкости	м ³ /сут	25	23	21
15	Обводненность	%	93	95	90
16	К продуктивности	м ³ /сут/ атм	0,3	0,2	0,2
17	Проницаемость	мД	62	43	48
18	Радиус контура питания	м	250	250	250
19	Р насыщения	атм	73	73	73
20	Газовый фактор	м ³ /т	16	26	48

21	Объемный коэффициент жидкости	м ³ /м ³	1,01	1,01	1,01
22	Плотность нефти	г/см ³	0,894	0,905	0,813
23	Плотность воды	г/см ³	1,03	1,18	1,13
24	Скин-фактор		3	2,5	3,5
25	Объемный коэффициент жидкости	м ³ /м ³	1,01	1,01	1,01

Кислотные обработки проводят только в технически исправных скважинах при условии герметичности эксплуатационной колонны и цементного кольца, подтвержденной исследованиями.

В качестве кислотного раствора принят самоотклоняющийся кислотный состав «Флаксокор 210» с гелирующим агентом «Сурфогель А». Исходные данные, представленные в таблице 5, относятся к добывающей скважине № 584 Гремихинского месторождения.

Для выполнения технологического расчета эффективности при реализации проектируемого технического решения.

Таблица 5

Исходные данные для расчета потребного количества реагентов для КСКО

№ п/п	Наименование параметра	Обозначение	Ед. изм.	Численное значение
1	Глубина скважины	H	м	1155
2	Эффективная мощность пласта	$h_{эф}$	м	13,7
3	Пластовое давление	$P_{пл}$	МПа	12,6

4	Общая мощность пласта	h	м	15,2
5	Диаметр НКТ	$d_{\text{нкт}}$	мм	73 x 5,5
6	Глубина обработки	$R_{\text{об}}$	м	4
7	Коэффициент трещиноватости	$K_{\text{пр}}$	мкм ²	0,0612

В состав самоотклоняющегося кислотного раствора входят два реагента: «Флаксокор 210» и гелирующий агент «Сурфогель А» в соотношении 7:3. Рассчитаем объемы реагентов, необходимые для получения самоотклоняющегося кислотного раствора:

$$V_3 \text{ Флаксокор 210} = 41,97 \cdot 0,7 = 29,37 \text{ м}^3$$

$$V_3 \text{ Сурфогель А} = 41,97 \cdot 0,3 = 12,59 \text{ м}^3$$

Самоотклоняющийся кислотный состав необходимо продавить в глубь пласта для более полного охвата обработкой. В качестве продавочной жидкости используют соляную кислоту пониженной концентрации (5,0–7,5 % масс.).

$$V_{\text{прод}} = 41,16 + 10,8 = 51,98 \text{ м}^3$$

Результатом проведения обработки призабойной зоны добывающей скважины Гремихинского месторождения самоотклоняющимся кислотным составом «Флаксокор 210» с гелирующим агентом «Сурфогель А» является прирост в добыче нефти на 53 % (с 34,8 т/сут до 53,2 т/сут).

В ходе расчета были определены объемы реагентов, необходимые для получения самоотклоняющегося кислотного раствора, с целью обработки призабойной зоны добывающей скважины № 584 Гремихинского месторождения:

- объем реагента «Флаксокор 210» – 29,37 м³;
- объем гелирующего агента «Сурфогель А» – 12,59 м³.

Также, проведен расчет количества продавочной жидкости, необходимого для продавки самоотклоняющегося кислотного раствора вглубь пласта. Согласно расчетам, объем продавочной жидкости составил 51,98 м³.

Для определения потенциала скважины произведем расчеты дебита скважины до и после стимуляции ПЗП.

Расчеты осуществлены для плоскорадиальной системы установившегося течения, т. е. условия постоянного давления на контуре питания (существует система ППД). Расчет дебита после мероприятия проведен в предположении, что скин-эффект снижается после обработки до -3 ($S = -3$), обводненность снижается в пределах 5 % от начальной, а проницаемость по нефти растет. Для расчетов значения обводненности и проницаемости взяты 88,35 % и 0,07 мкм² соответственно.

Результаты расчетов отображены в таблице 6.

Таблица 6

Оценка технологического эффекта скважины 584

№ скважины	До ГТМ		После ГТМ		Прирост дебита		Дополнительная добыча	
	$Q_{ж},$ м ³ /су т	$Q_{н},$ т/су т	$Q_{ж},$ м ³ /су т	$Q_{н},$ т/су т	$Q_{ж},$ м ³ /су т	$Q_{н},$ т/су т	$Q_{ж},$ т/год	$Q_{н},$ т/год
584	25,77	1,6	63,13	6,6	37,36	5	6908,69	912,5

Как видно из таблицы 6, при проведении ОПЗ на скважине 584 расчетный прирост дебита нефти составляет: 5 т/сут. Дополнительная добыча нефти от предлагаемой технологии за 12 месяцев – 912,5 тонн, жидкости 6908,69 т, что подтверждает, что проведение самоотклоняющейся соляно-кислотной обработки для выбранной скважины технологически эффективно.

Результат проведения обработки призабойной зоны добывающей скважины заключается в увеличении дебита на 41,25 % (с 1,6 т/сут до 6,6 т/сут).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Шипилов А. И. Новые кислотные составы для селективной обработки порово-трещиноватых коллекторов / А. И. Шипилов, Е. В. Крутихин, Н. В. Кудреватых, А. И. Миков // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 2. – С. 2–5.

2. Казаков А. В., Васекин Б. В., Воробьёв Н. А., Борисов В. Е. «Совместное решение задачи „скважина–пласт“ при моделировании кислотного воздействия в трещиновато-поровом коллекторе» // Препринты ИПМ им. М. В. Келдыша. – 2024. – № 49. – 24 с.

3. Иванова Е. М., Борхович С. Ю. «Применение самоотклоняющихся кислотных составов для повышения эффективности кислотных обработок трещиновато-пористых карбонатных коллекторов» // Управление техносферой. – 2022. – Т. 5, вып. 1. – С. 243–261.

4. Хужин Р. Д., Лысенков А. В. «Опыт применения бесполимерного самоотклоняющегося кислотного состава в карбонатных коллекторах Башкортостана» // Молодой учёный. – 2017. – № 22 (156). – С. 93–98.

5. Пестриков А. В. Самоотклоняющиеся кислотные системы на основе вязкоупругих ПАВ: эксперимент и модель / А. В. Пестриков, М. Е. Политов – Текст: электронный // Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. – 2013. – № 4. – С. 529–562.

6. Инновации в кислотных обработках: технологии и группы компаний Zigaх для интенсификации добычи нефти и газа / С. А. Демахин, А. П. Меркулов, С. В. Малайко [и др.] – Текст: электронный // Нефть. Газ.Новации. – 2020. – № 7(236). – С. 55–58.

7. Григорьев Б. В. Влияние концентрации ПАВ водных растворов и температуры на коэффициент поверхностного натяжения / Б. В. Григорьев, Д. А. Важенин, О. А. Кузина // Вестник Тюменского государственного университета. – 2016. – Т. 2, № 3. – С. 35–48.

Сведения об авторах:

Ломов Глеб Вадимович, магистр, Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Удмуртский государственный университет (УдГУ), Институт нефти и газа им. М.С. Гучериева (ИНИГ), Удмуртская республика, г. Ижевск, ул. Университетская, 1, корпус 7.

E-mail: rinat.latyipov@yandex.ru

Латыпов Ринат Гаязович, доцент кафедры РЭНГМ, Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение

высшего образования «Удмуртский государственный университет (УдГУ), Институт нефти и газа им. М.С. Гуцериева (ИНиГ), Удмуртская республика, г. Ижевск, ул. Университетская, 1, корп 7.

E-mail: rinat.latypov@yandex.ru

Полозов Михаил Брониславович, к.б.н. доцент кафедры РЭНГМ, Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Удмуртский государственный университет (УдГУ), Институт нефти и газа им. М.С. Гуцериева (ИНиГ), Удмуртская республика, г. Ижевск, ул. Университетская, 1, корп 7.

E-mail: michael999@inbox.ru

Тухсанов Наимжон Нематуллоевич, магистр, Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Удмуртский государственный университет (УдГУ), Институт нефти и газа им. М.С. Гуцериева (ИНиГ), Удмуртская республика, г. Ижевск, ул. Университетская, 1, корпус 7.

E-mail: chelseasmilegig@gmail.com

INCREASING THE EFFICIENCY OF PROCESSING CARBONATE RESERVOIRS TO INTENSIFY PRODUCTION USING THE EXAMPLE OF THE GREMIKHINSKY DEPOSIT

G. V. Lomov, R. G. Latypov, M. B. Polozov, N. N. Tukhsanov

Abstract. The Bashkir formation of the Gremikhinsky deposit is represented by a deposit with carbonate, cavernous-fractured highly fragmented reservoirs. Their development under the conditions of traditional methods with water injection is very inefficient. There is an advanced flooding of producing wells with injected and reservoir water. The reservoir is at the third stage of development and is characterized by high water content (on average 94%). The dynamics of liquid production is consistent with the dynamics of injection, which may indicate the linguistic nature of displacement, breakthroughs of injected water to producing wells, as well as the formation of a significant number of washed zones during the development of layers of the Bashkir tier. Under these

conditions, a comprehensive impact on the bottom-hole zone of the formation is often required, since low-permeability areas must be put into operation. The influence of conventional acid treatments can aggravate the situation with water breakthrough and oil losses, since the Bashkir tier of carbonate reservoirs is characterized by increased heterogeneity of FEZ. For geological data, processing is required to ensure uniform impact on the bottom-hole zone of the formation, including both permeable and low-permeable interlayers.

Keywords: deviating acid composition, diverters, redistribution of the inflow profile, acid treatment, blocking of washed intervals.

REFERENCES

1. Shipilov A. I. Novye kislotnye sostavy dlya selektivnoi obrabotki porovo-treshchinovatykh kollektorov / A. I. Shipilov, E. V. Krutikhin, N. V. Kudrevatykh, A. I. Mikov // *Neftyanoe khozyaistvo*. – 2012. – № 2. – S. 2–5. (In Russ.).
2. Kazakov A. V., Vasekin B. V., Vorob'ev N. A., Borisov V. E. «Sovmestnoe reshenie zadachi „skvazhina–plast“ pri modelirovanii kislotnogo vozdeistviya v treshchinovato-porovom kollektore» // «Preprinty IPM im. M. V. Keldysha». – 2024. – № 49. – 24 s. (In Russ.).
3. Ivanova E. M., Borkhovich S. Yu. «Primenenie samootklonyayushchikhsya kislotnykh sostavov dlya povysheniya effektivnosti kislotnykh obrabotok treshchinovato-poristykh karbonatnykh kollektorov» // «Upravlenie tekhnosferoi». – 2022. – T. 5, vyp. 1. – S. 243–261. (In Russ.).
4. Khuzhin R. D., Lysenkov A. V. «Opyt primeneniya bespolimernogo samootklonyayushchegosya kislotnogo sostava v karbonatnykh kollektorakh Bashkortostana» // «Molodoi uchenyi». – 2017. – № 22 (156). – S. 93–98. (In Russ.).
5. Pestrikov A. V. Samootklonyayushchiesya kislotnye sistemy na osnove vyazkouprugikh PAV: eksperiment i model' / A. V. Pestrikov, M. E. Politov – Tekst: elektronnyi // *Elektronnyi nauchnyi zhurnal Neftegazovoe delo*. – 2013. – № 04. – S. 529–562. (In Russ.).

6. Innovatsii v kislotnykh obrabotkakh: tekhnologi i gruppy kompanii Zirax dlya intensivatsii dobychi nefti i gaza / S. A. Demakhin, A. P. Merkulov, S. V. Malaiko [i dr.] – Tekst: elektronnyi // Neft'. Gaz.Novatsii. – 2020. – № 7(236). – S. 55–58. (In Russ.).

7. Grigor'ev B. V. Vliyanie kontsentratsii PAV vodnykh rastvorov i temperatury na koeffitsient poverkhnostnogo natyazheniya / B. V. Grigor'ev, D. A. Vazhenin, O. A. Kuzina // Vestnik Tyumenskogo gosudarstvennogo universiteta. – 2016. – T. 2, № 3. – S. 35–48. (In Russ.).

Научное издание

**СБОРНИК СТАТЕЙ
XV МЕЖДУНАРОДНОЙ
НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКОЙ КОНФЕРЕНЦИИ
Часть I**

*Авторская редакция
Компьютерная верстка: Т.В. Опарина*

Подписано в печать 03.12.2025. Формат 60х84¹/₁₆.

Усл. печ. л. 14,5. Уч. изд. л. 16,2.

Тираж 500 экз. Заказ № 1812.

Издательский центр «Удмуртский университет»
426034, г. Ижевск, ул. Ломоносова, 4Б, каб. 021
Тел.: + 7 (3412) 916-364 E-mail: editorial@udsu.ru

Типография Издательского центра «Удмуртский университет»
426034, г. Ижевск, ул. Университетская, 1, корп. 2.
Тел. 68-57-18