



**Нефтиса**  
Нефтяная компания



АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО  
**Белкамнефть**  
ИМЕНИ А.А. ВОЛКОВА



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



Udmurt State University  
SPE Student Chapter

СОВЕТ МОЛОДЫХ СПЕЦИАЛИСТОВ  
АО «БЕЛКАМНЕФТЬ» ИМ. А.А. ВОЛКОВА  
ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА ИМ. М.С. ГУЦЕРИЕВА  
UDMURT STATE UNIVERSITY SPE STUDENT CHAPTER



**30 лет**

Институт  
нефти и газа  
им. М.С. Гуцериева

СБОРНИК ТЕЗИСОВ  
XIII МЕЖДУНАРОДНОЙ  
НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКОЙ  
КОНФЕРЕНЦИИ



Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
ФГБОУ ВО «Удмуртский государственный университет»  
Институт нефти и газа им. М. С. Гуцериева  
Совет молодых специалистов АО «Белкамнефть» им. А. А. Волкова  
UdSU SPE STUDENT CHAPTER

# СБОРНИК ТЕЗИСОВ XIII МЕЖДУНАРОДНОЙ НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКОЙ КОНФЕРЕНЦИИ

21 апреля 2023 г.

СБОРНИК ТЕЗИСОВ КОНФЕРЕНЦИИ



АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО  
**БелкамНефть**  
ИМЕНИ А.А. ВОЛКОВА



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



Udmurt State University  
SPE Student Chapter

Ижевск  
2023

УДК 622.276(063)

ББК 33.36я431

С232

Составители: В.Г. Миронычев, С.Б. Колесова.

С232        Сборник тезисов XIII Международной научно-практической конференции, 21 апреля 2023 г. — Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2023. — 256 с.

ISBN 978-5-4344-1009-0

В сборнике опубликованы материалы XIII Международной научно-практической конференции. Конференция проведена компанией АО «Белкамнефть» им. А. А. Волкова совместно с Институтом нефти и газа им. М. С. Гуцериева ФГБОУ ВО «Удмуртский государственный университет» и студенческой секцией UdSU SPE Student Chapter 21 апреля 2023 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. Книга предназначена 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**

© АО «Белкамнефть» им. А. А. Волкова, 2023

© Институт нефти и газа им. М. С. Гуцериева, 2023

© ФГБОУ ВО «Удмуртский государственный университет», 2023

© Авторы статей, 2023

**ISBN 978-5-4344-1009-0**

## СОДЕРЖАНИЕ

### СЕКЦИЯ 1

#### ЭКОНОМИКА, АВТОМАТИЗАЦИЯ, ВЫЧИСЛИТЕЛЬНАЯ ТЕХНИКА И НЕФТЕПРОМЫСЛОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

Роль государственного управления в повышении эффективности функционирования регионального энергетического комплекса <i>Боткин И. О., Багаутдинов Р. Р., Бутолина С. В.</i> .....	9
Современная классификация инвестиционных проектов в нефтегазовом комплексе <i>Боткин И. О., Широбокова П. Г., Конорюкова Е. А.</i> .....	13
Использование современных программных продуктов в подготовке специалистов наклонно-горизонтального бурения нефтяных скважин <i>Боткин И. О., Юхнин И. С.</i> .....	18
Актуальные проблемы разработки месторождений в осложненных условиях <i>Гайнанов А. А., Карпов Д. В., Ковалев Д. Ю.</i> .....	21
Перспективы развития ПАО «Татнефть» на мировом нефтегазовом рынке <i>Данилин О. Е., Бутолина С. В., Багаутдинов Р. Р.</i> .....	25
Сравнительный анализ эффективности применения эндотрофных микромицетов при восстановлении нефтезагрязненных земель <i>Исупова А. А.</i> .....	30
Защита нефтепромыслового оборудования и трубопроводов с помощью ингибиторов коррозии <i>Киракосян С. Н.</i> .....	38
Решение проблем управления целостностью трубопроводов с помощью риск-ориентированных подходов <i>Курасов О. А.</i> .....	46
Минимизация рисков и повышение эффективности при подготовке природного газа <i>Курасов О. А.</i> .....	51

Анализ эффективности использования основных фондов ПАО «Роснефть» по отчетности за 2019-2021 гг.  
*Лихачева О. В., Крюков Д. С., Алексеева Н. А.* .....55

Интерактивная модель автономной энергосистемы для определения значения и места токов короткого замыкания  
*Тронин А. В., Хорьков С. А.* .....61

Персонал и оплата труда предприятий нефтегазового комплекса  
*Янаев Е. А.* .....67

## **СЕКЦИЯ 2 ГЕОЛОГИЯ И БУРЕНИЕ В НЕФТЕГАЗОВОМ КОМПЛЕКСЕ**

Тенденция развития оборудования для передвижения кустовой буровой установки  
*Валитов М. З., Гарданов А. А.* .....74

Некоторые особенности бурения участков искривления с использованием ВЗД  
*Галикеев И. А., Алавади А. Ф.* .....80

К вопросу о классификации неантиклинальных ловушек нефти и газа  
*Истомина Н. Г., Санников А. А.* .....85

Буровые ключи ПАО «Ижнефтемаш»  
*Карпов Д. В.* .....90

Подход к построению PVT модели для последующего создания интегрированной модели  
*Кашапов Р. Р., Кильдюшов А. А., Ганиев Т. И.* .....95

Усовершенствование компоновки заканчивания скважин без использования заглушек в фильтровой части хвостовика  
*Кузьмин В. Н., Мингазов А. И.* .....101

Перспективы разработки мендым - семилукских отложений на примере 444 залежи <i>Мингатина О. А.</i> .....	105
Влияние геологической неоднородности коллекторов на процесс извлечения нефти Бурановского месторождения <i>Низамова Г. Р.</i> .....	112
Ингибирование глинистых буровых растворов при бурении кондуктора <i>Петрова Д. А.</i> .....	116
Применение геологического моделирования с целью доизвлечения остаточных запасов на нефтяной залежи Республики Татарстан <i>Садыков А. А.</i> .....	121
Геофизические методы контроля качества цементирования Куюмбинского месторождения <i>Степанов Р. И.</i> .....	126
Сравнительный анализ эффективности между РУС и ВЗД <i>Фарджави М. Х., Галикеев И. А.</i> .....	132
Повышение качества крепления скважин с помощью наномодифицированного тампонажного цемента <i>Чирва М. С., Кузьмин В. Н., Поспелова И. Г., Седов Н. В.</i> .....	136
Влияние спектра сигнала на оценку скорости поперечной волны по данным дипольного каротажа <i>Чистяков Н. Ю., Белов С. В.</i> .....	142
Особенности геофизических исследований горизонтальных скважин на примере Патраковского месторождения Удмуртской Республики <i>Чучалина П. И., Истомина Н. Г.</i> .....	147
Применение геохимического мониторинга продукции скважин для решения широкого спектра задач в нефтегазовой отрасли <i>Шипаева М. С., Старцева А. С., Шакиров А. А., Судаков В. А.</i> .....	152

**СЕКЦИЯ 3**  
**РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ**  
**НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

Автоматизация процесса верификации данных и процесса адаптации гидродинамических моделей <i>Амерханов Р. М., Хасанов Р. Р., Махмудов Б. Т., Гилязов А.Х.</i> .....	158
Довыработка каширо-подольского объекта Арланского месторождения горизонтальными скважинами с применением технологии многостадийного ГРП на поздней стадии разработки <i>Годунова А. С., Николаева А. А.</i> .....	162
Причины снижения пластового давления, способы компенсации потерь пластового давления <i>Епифанов Ю. Г., Каров М. В.</i> .....	167
Влияние минералогического состава на фильтрационно-ёмкостные свойства <i>Епифанов Ю. Г., Трубицин Н. П.</i> .....	172
Водонефтяные эмульсии (ВНЭ). Причины возникновения и область формирования. способы предотвращения образования и разрушения вязких нефтяных эмульсий <i>Жук Д. А., Антропов С. А., Епифанов Ю. Г.</i> .....	178
Влияние минерализации воды на стойкость и свойства водонефтяных эмульсий <i>Зайцева А. И., Епифанов Ю. Г.</i> .....	183
Мембраны из нанокристаллов целлюлозы и палыгорскита для многофункционального разделения водонефтяных эмульсий <i>Калашиников Д. С.</i> .....	187
Оценка перспективности применения дисперсных составов в условиях прогрессирующей обводненности нефтяных месторождений <i>Квакина А. Д., Борхович С. Ю.</i> .....	193

Выявление направлений трещиноватости в зонах с низким фильтрационным сопротивлением <i>К. П. Макаров К. П., Р. А. Яруллина Р. А.</i> .....	202
Методология выявления зон с высокой фильтрационной характеристикой <i>К. П. Макаров К. П., Р. А. Яруллина Р. А.</i> .....	208
Особенности кислотной обработки терригенного коллектора <i>Матаева А. Ш., Ганиева Г. Р., Аль Рубаи О. Х., Маннанов И. И.</i> .....	215
Использование ультразвука для обработки призабойной зоны пласта <i>Мельник Д. В.</i> .....	223
Результаты тестирования гидродинамического симулятора FASTSOL <i>Миropyчев В. Г., Шевко Н. А., Худякова К. В.</i> .....	229
Практический опыт настройки на историю пластового давления в процессе адаптации геолого-гидродинамической модели <i>Рыжов Р. В.</i> .....	231
Алгоритм принятия решений при внештатных ситуациях, возникающих в процессе проведения гидроразрыва пласта на Ковыктинском газоконденсатном месторождении <i>Сокозиков В. В., Сайнеев А. С., Примина С. П.</i> .....	235
Анализ изученности особенностей разработки карбонатных коллекторов как трудноизвлекаемых запасов нефти <i>Сосницкая В. А.</i> .....	241
Эффективность использования гко при обработках призабойной зоны скважин в карбонатных коллекторах <i>Цветикова К. А., Борхович С. Ю.</i> .....	246
Mathematical modeling of oil and gas production based on the construction of self-similar traveling wave solutions for two-component filtration equations <i>Litvinov V. L., Litvinova K. V.</i> .....	251



## **СЕКЦИЯ 1**

# **ЭКОНОМИКА, АВТОМАТИЗАЦИЯ, ВЫЧИСЛИТЕЛЬНАЯ ТЕХНИКА И НЕФТЕПРОМЫСЛОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ**

УДК: 338.22.021.1

## **РОЛЬ ГОСУДАРСТВЕННОГО УПРАВЛЕНИЯ В ПОВЫШЕНИИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ РЕГИОНАЛЬНОГО ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА**

*И. О. Боткин*, д.э.н., профессор Институт нефти и газа им. М.С. Гуцериева УдГУ, Удмуртская республика, г. Ижевск, ул. Университетская, д.1, корп. 7, email: с

*Р. Р. Багаутдинов*, студент 1 курса магистратуры, Институт экономики и управления УдГУ, Удмуртская республика, г. Ижевск, ул. Университетская, д.1, корп. 4, email: bagautdinov\_93@bk.ru

*С. В. Бутолина*, студент 1 курса магистратуры, Институт экономики и управления УдГУ, Удмуртская республика, г. Ижевск, ул. Университетская, д.1, корп. 4, email: butolina.sonyu@mail.ru

**Аннотация.** Целью данной работы показать значимость государственного управления в энергетическом комплексе. Участия государства в регулировании деятельности энергоснабжающих предприятий в условиях рыночных отношений. Управление деятельностью энергетических предприятий в области естественной монополии с целью социальной защиты населения и эффективного развития.

**Ключевые слова:** Монопольное ценообразование, естественная монополия, технологический прогресс, ценное регулирование, стимулирующие регулирование.

Процессы трансформации плановых методов управления национальной энергетикой в рыночные методы управления отраслью особо ставят вопрос о роли государственных органов власти в управлении энергетическими комплексами.

Мнения российских и зарубежных ученых по вопросу участия государственных органов власти в управлении РЭК не однозначны. Одни считают, что рынок за счет конкуренции самостоятельно, без вмешательства государства, аналогично конкурентному товарному рынку, более эффективно обеспечит энергоснабжение потребителей. В то же время другие считают, что энергия - это особый товар и что многие энергоснабжающие предприятия регионального уровня функционируют в условиях естественных монополий и злоупотребляют своим монопольным положением в целях максимизации прибыли и в ущерб энергетической безопасности, в связи с чем их деятельность требует активного государственного регулирования РЭК.

Вопрос участия государства в регулировании деятельности энергоснабжающих предприятий в условиях рыночных отношений крайне сложный и не должен иметь однозначного толкования, поскольку, если мы полностью

исключим вмешательство государства в деятельность энергетических предприятий, некоторые предприятия в силу своей неконкурентности на оптовом рынке могут приостановить выработку тепловой энергии и создадут аварийные ситуации, угрожающие жизни людей. С другой стороны, постоянное вмешательство государства в оперативную деятельность энергоснабжающих предприятий не стимулирует их к повышению эффективности работы [3].

В условиях естественной монополии рынок лучше обеспечивается, когда одна фирма удовлетворяет совокупный рыночный спрос. Теория общественного интереса настаивает на объяснении государственного регулирования тем, что принято называть «недопущение провалов рынка».

Считается, что естественная монополия является объектом многих типов регулирования. В условиях естественной монополии рынок лучше обеспечивается, когда одна фирма удовлетворяет совокупный рыночный спрос.

Таким образом, монопольное ценообразование имеет своим результатом перераспределения благосостояния ОТ потребителя к производителю. По более высокой цене, по которой монополист максимизирует прибыль, группа потенциальных потребителей будет исключена, так как они не будут готовы позволить себе продукцию по более высокой (искусственно завышенной) цене.

Поэтому, монополия ведет к классическому случаю "мертвых потерь": возникает часть потребительского излишка, который монополист не может себе присвоить, а потребитель теряет. В результате монопольного ценообразования группа потребителей будет вынуждена покупать более экономные субституты или менее полезные продукты, также общественные ресурсы будут лучше использоваться, производя больше товаров, поставляемых фирмой-монополистом. Более того, сокращение объема выпуска монополистом ведет к переиспользованию производственных ресурсов [1, 3].

В общем, на конкурентном рынке фирмы получают стимул к сокращению издержек в целях получения более высокой прибыли, реализуя по неизменной цене или цене, установленной в промежутке между старой ценой и новым уровнем издержек. Хотя снижение издержек может быть кратковременным, по мере того как конкуренты снижают издержки производства и приспособливают свои цены к ценам прямых конкурентов, инстинкт самосохранения вынуждает фирму минимизировать издержки.

Если фирма оказывается не в состоянии предвидеть снижение издержек конкурентов и приспособливаться, она может неожиданно оказаться в ситуации господства конкурентов на рынке.

Технологический прогресс всегда сокращает издержки производства или ведет к созданию новых продуктов и вносит большой вклад в экономическое благосостояние страны. Обычно считается, что у фирмы-монополиста мало стимулов к содействию техническим изменениям и она сводит на нет технологический прогресс. Достоинством защищенной позиции монополиста

является отсутствие страха перед тем, что соперник улучшить качество продукции и методы производства, однако это не вынуждает монополиста к ведению самостоятельных изыскательских работ [2, 4, 5].

Управление деятельностью энергетических предприятий в области естественной монополии с целью социальной защиты населения и эффективного развития имеет несколько видов государственного регулирования.

Рассмотрим главные виды государственного регулирования:

1. Ценовое регулирование. Ценовой контроль позволяет устанавливать цены на уровне, который ведет к продуктивной эффективности. Разрешение регулируемой монополии получать справедливую норму дохода создает различные экономические проблемы, которые должны быть приняты в расчет. Проверка издержек заключается в определении значительности капитала фирмы, которая будет отражать норму дохода, соответствующую объемам привлеченных инвестиций, проблематично.

2. Стимулирующее регулирование. Многие проблемы возникают из-за методов ценообразования, таких как модель Авередж-Джонсона, которая отличается отсутствием стимулов к действию по минимальным издержкам. Побуждение к стимулирующему регулированию заключается в обеспечении фирмы стимулами к более последовательным действиям, к достижению социального оптимума. Требование увеличивать свои пень каждый год в пределах указанного периода в соответствии с индексом розничных цен минус переменный фактор ( $X$ ). Вышеописанная модель будет требовать меньше информации от фирм и сократит проблемы, связанные с определением нормы доходности.

### **Заключение**

Таким образом, государственное регулирование энергетического комплекса в условиях рыночных отношений в РЭК носит институциональный характер и в основном направлено на повышение эффективности функционирования РЭК. Государственное регулирование РЭК может быть рассмотрено с позиций различных моделей и имеет многовариантный подход, зависящий от стадии реформирования, технико-технологических особенностей энергетической системы, активности регионального бизнес-сообщества. В каждой из организационных моделей при ее формировании рассматриваются три основных направления регулирования: содействие – поддержание существующих условий функционирования регионального энергетического комплекса.

### **Список использованной литературы**

1. Волкова В. Н., Денисов А. А. Основы теории систем и системного анализа. 2. Спб: Изд-во Спб ГТУ, 2001г. 169с.

3. Гизатуллин Х. Н., Ризванов Д. А. Проблемы управления сложными социально-экономическими системами. Монография.- М.: Экономика. ИЭ РАН. 2005.

4. Вестник ФЭК России. 1999, №2.

5. Кондратьев Н., Д. Большие циклы конъюнктуры и теория предвидения. М.: Экономика, 2002 г. 763 с.

## THE ROLE OF PUBLIC ADMINISTRATION IN IMPROVING THE EFFICIENCY OF THE REGIONAL ENERGY COMPLEX

*I. O. Botkin*, associate Professor, Oil and Gas Institute named after M.S. Gutseriev at the Udmurt State University, Udmurt Republic, Izhevsk, Universitetskaya str., 1/7, email: botkin400@gmail.com

*R. R. Bagautdinov*, 1st year Master's student, Institute of Economics and Management at the Udmurt State University, Udmurt Republic, Izhevsk, Universitetskaya str., 1/4, email: bagautdinov\_93@bk.ru

*S. V. Butolina*, 1st year master's student, Institute of Economics and Management at the Udmurt State University, Udmurt Republic, Izhevsk, Universitetskaya str., 1/4, email: butolina.sonya@mail.ru

**Abstract.** The purpose of this work is to show the importance of public administration in the energy complex. Participation of the state in the regulation of the activities of energy supply enterprises in market relations. Managing the activities of energy enterprises in the field of natural monopoly for the purpose of social protection of the population and effective development.

**Keywords:** Monopoly pricing, natural monopoly, technological progress, valuable regulation, stimulating regulation.

## References

1. Volkova V. N., Denisov A. A. Fundamentals of systems theory and system analysis.

2. Stb: Publishing House of St. Petersburg State Technical University, 2001. 169s.

3. Gizatullin H. N., Rizvanov D. A. Problems of management of complex socio-economic systems. Monograph.- M.: Economics. IE PO РАН. 2005.

4. Bulletin of the FEC of Russia. 1999, No.2.

5. Kondratiev N., D. Large cycles of conjuncture and the theory of foresight. Moscow: Ekonomika, 2002 763s.

УДК 338. 33

## СОВРЕМЕННАЯ КЛАССИФИКАЦИЯ ИНВЕСТИЦИОННЫХ ПРОЕКТОВ В НЕФТЕГАЗОВОМ КОМПЛЕКСЕ

*И. О. Боткин*, д.э.н., профессор Институт нефти и газа им. М.С. Гучериева УдГУ, Удмуртская республика, г. Ижевск, ул. Университетская, д.1, корп. 7, email: botkin400@gmail.com

*П. Г. Широбокова*, студент 1 курса магистратуры, Институт экономики и управления УдГУ, Удмуртская республика, г. Ижевск, ул. Университетская, д.1, корп. 4, email: polinashirobokova.ru@gmail.com

*Е. А. Конорюкова*, студент 1 курса магистратуры, Институт экономики и управления УдГУ, Удмуртская республика, г. Ижевск, ул. Университетская, д.1, корп. 4, email: konoryukoval@bk.ru

**Аннотация.** Целью данной работы было предложение современной классификации инвестиционных проектов в нефтегазовом комплексе. С практической точки зрения знание такой актуальной классификации позволит более обоснованно принимать инвестиционные решения и более эффективно управлять всем инвестиционным процессом.

**Ключевые слова:** инвестиционные проекты в нефтегазовом комплексе, классификация проектов, эффективность нефтегазовых проектов, проектный цикл освоения месторождений нефти и газа.

В современном мире оценка эффективности инвестиционных проектов является важным этапом для всех нефтегазодобывающих предприятий [1].

Одним из важнейших условий выбора методов обоснования проектных решений с целью повышения получаемых результатов является знание классификационных признаков инвестиционных проектов. В литературе рассмотрены некоторые классификации инвестиционных проектов [2, 3, 4].

В данной работе представлена наиболее емкая классификация, охватывающая основные особенности проектов в нефтегазовом комплексе (таблица 1).

Исследования последовательности работ для обеспечения инвестиций в разработку нефтегазовых месторождений позволили предложить специальный проектный цикл, состоящий из 11 этапов:

**1. Идентификация или формулирование проекта** разработки месторождения включает в себя:

- Определение цели и задач проекта;
- Отбор идей для проекта;
- Предварительный анализ технико-экономической осуществимости проекта;

- Формирование возможных вариантов разработки, и отсеивание неудовлетворительных;
- Проверку достижимости запланированных целей проекта;
- Формирование предварительной документации по выбранному варианту.

Таблица 1. Классификация инвестиционных проектов в нефтегазовом комплексе

№	Признак классификации	Виды проектов
1	Направленность	Коммерческие, социальные, связанные с интересами государства
2	Масштаб	Малые, средние, крупные, мегапроекты
3	Характер инвестиционного цикла	С полным циклом, с неполным циклом
4	Степень участия государства	С участием государства, без участия государства
5	Объект инвестирования	В материальные активы, в нематериальные активы, в финансовые активы
6	Производственное назначение	На создание нового производства, на модернизацию производства или на его расширение
7	Уровень влияния на экономическую ситуацию	На мировом рынке, в стране, в регионе, на предприятии
8	Отношение к другим инвестиционным проектам	Независимые, физически или экономически не совместимые, взаимоподчиненные, конкурирующие, альтернативные, дополняющие
9	Сложность	Монопроекты, мультипроекты
10	Срочность реализации	Откладываемые, неотложные
11	Состав участников	Международные, национальные, региональные, отраслевые, межотраслевые
12	Обязательность для организаторов проекта	Необязательные, обязательные

Результатом первого этапа является формирование предварительной документации по выбранному варианту проекта. Данная документация

должна излагать основную суть и сведения об эффективности. Это должно убедить будущего заказчика и потенциального инвестора в целесообразности дальнейших затрат на разработку подробного проекта.

**2. Разработка проекта.** В процессе разработки проекта важен анализ его осуществимости и эффективности. Для данного этапа нужно окончательное обоснование, следует ли осваивать месторождение, и какой вариант является лучшим для достижения целей. Проводится обоснование для проекта, а также по его основным аспектам (техническим, экологическим, социальным, культурным, финансовым и экономическим).

**3. Экспертиза.** Экспертиза обеспечивает детальный анализ всех аспектов и последствий выбранного проекта. На данном этапе закладывается уверенность участников в реализуемости проекта. Задача экспертизы заключается в проверке обоснованности утверждений о ценности проекта с учетом всех положительных и отрицательных последствий реализации.

Результаты экспертизы являются основанием для корректировки и доработки проекта и представления его к коммерческо-правовому утверждению. Фактически, это акт принятия решения о реализации проекта.

**4. Переговоры по проекту.** На этой стадии осуществляется подготовка и подписание соглашений по реализации проекта. Также здесь заключаются генеральные соглашения по участию в проекте различных инвесторов, а также долгосрочные соглашения о поставках ресурсов или сбыте продукции. Стадия реализации проекта длится в течение всего периода подготовки нефтегазового месторождения к последующей эксплуатации. Данная стадия завершается сдачей технологических комплексов и систем в постоянную эксплуатацию [5].

**5. Подготовка рабочей проектной документации.** Этот этап предусматривает разработку рабочих проектов строительства скважин и объектов промыслового обустройства, включая необходимую инфраструктуру. По результатам проектирования уточняется смета затрат и финансовый план. Принимается решение о производстве работ.

**6. Строительство скважин и объектов обустройства месторождения.** Эта стадия включает производство закупок и формирование пускового комплекса промысловых объектов систем.

**7. Эксплуатационная стадия проекта.** Стадия осуществляется практически до конца его срока жизни. На этой стадии осуществляется наращивание объемов добычи до проектного уровня и его поддержание, проводится мониторинг процесса эксплуатации месторождения и хода реализации проекта. Инвесторы следят за развитием реализации проекта.

**8. Идентификация идей проекта доработки.** Осуществляется после достижения примерно 60% уровня отбора извлекаемых запасов углеводо-



родов. Идет формирование предложений по технологии доработки на этапе падающей добычи и подготовка варианта проекта доработки.

**9. Разработка проекта доработки месторождения.** На данном этапе включается технико-экономическое обоснование. Далее необходимо повторение 3-7 этапов цикла для проекта доработки. Количество проектов определяется циклом жизни месторождения.

**10. Ликвидация месторождения.** Данный этап включает подготовку проектной документации и проведение ликвидационных работ, в том числе и консервацию скважин, утилизацию промыслового оборудования, коммуникаций и рекультивацию земель.

**11. Завершающая оценка результатов.** Проекты, имеющие успех, продолжают давать отдачу в течение длительного срока. При завершающей оценке рекомендуют проводить ретроспективное перепланирование проекта, где устанавливается, насколько план выбранного проекта соответствовал условиям, в которых проект осуществлялся и эксплуатировался. Идет оценка вклада проекта в развитие предприятия, а для крупных проектов – в экономику страны. Важнейшей задачей данного этапа является установление причин успеха или неудачи проекта. Такая оценка должна проводиться регулярно.

### **Заключение**

Таким образом, применение в проектной практике предложенной современной классификации и проектного цикла в нефтегазовом комплексе принесет упорядоченность и эффективность всего процесса подготовки, принятия и реализации инвестиционных процессов.

### **Список использованной литературы**

1. Холодкова В.В. Управление инвестиционным проектом: практ. пособие. – М. : Юрайт, 2020. – 302 с.
2. Губанова Е.В. Оценка инвестиционных рисков при разработке инвестиционной стратегии // Вестник воронежского института экономики и социального управления. – 2017. – №3. – 28-34 с.
3. Идрисов А.В., Картышев С.В., Плотников А.В. Стратегическое планирование и анализ эффективности инвестиций. – М.: Информ. – изд. Дом «Филинь», 2006 г.
4. Ковалев В.В. Методы оценки инвестиционных проектов. – М.: Финансы и статистика, 2001. - №4. – 6-11 с.
5. Создание эффективных механизмов, способствующих повышению инвестиционной привлекательности региона/ Л.М. Идигова, М.М. Хаджиева, Х.Г.

Чаплаев, М.А. Абдулкадырова // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2019. – №8 (176). – 17-24 с.

## MODERN CLASSIFICATION OF INVESTMENT PROJECTS IN THE OIL AND GAS COMPLEX

*I. O. Botkin*, associate Professor, Oil and Gas Institute named after M.S. Gutseriev at the Udmurt State University, Udmurt Republic, Izhevsk, Universitetskaya str., 1/7, email: botkin400@gmail.com

*P. G. Shirobokova*, 1st year Master's student, Institute of Economics and Management at the Udmurt State University, Udmurt Republic, Izhevsk, Universitetskaya str., 1/4, email: polinashirobokova.ru@gmail.com

*E. A. Konoryukova*, 1st year master's student, Institute of Economics and Management at the Udmurt State University, Udmurt Republic, Izhevsk, Universitetskaya str., 1/4, email: konoryukoval@bk.ru

**Abstract.** The purpose of this work was to propose a modern classification of investment projects in the oil and gas complex. From a practical point of view, knowledge of such an up-to-date classification will allow you to make investment decisions more reasonably and manage the entire investment process more effectively.

**Keywords:** investment projects in the oil and gas complex, classification of projects, efficiency of oil and gas projects, project cycle of development of oil and gas fields.

### References

- 1.Kholodkova V.V. Investment project management: practice. manual. – Moscow: Yurayt, 2020. – 302 p.
- 2.Gubanova E.V. Assessment of investment risks in the development of an investment strategy // Bulletin of the Voronezh Institute of Economics and Social Management. – 2017. – No. 3. – 28-34 p.
- 3.Idrisov A.V., Kartyshev S.V., Plotnikov A.V. Strategic planning and analysis of investment efficiency. – M.: Inform. – ed. Filin House, 2006
- 4.Kovalev V.V. Methods of evaluation of investment projects. –M.: Finance and Statistics, 2001. - No. 4. – 6-11 p.
- 5.Creation of effective mechanisms that contribute to increasing the investment attractiveness of the region/ L.M. Idigova, M.M. Khadzhieva, H.G. Chaplaev, M.A. Abdulkadyrova // Problems of economics and management of the oil and gas complex. – 2019. – №8 (176). – 17-24 p.

УДК 622.243.2

## **ИСПОЛЬЗОВАНИЕ СОВРЕМЕННЫХ ПРОГРАММНЫХ ПРОДУКТОВ В ПОДГОТОВКЕ СПЕЦИАЛИСТОВ НАКЛОННО-ГОРИЗОНТАЛЬНОГО БУРЕНИЯ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН**

*И. О. Боткин*, Д.К.Н профессор кафедры РЭНГМ института нефти и газа им. М.С. Гучериева botkin400@gmail.com

*И. С. Юхнин*, Магистрант 2 курса института нефти и газа им. М.С. Гучериева, grinch20211@gmail.com

**Аннотация.** В данной статье рассмотрена сегодняшняя ситуация в сфере образования и подготовки кадрового состава инженерно-технических направлений сотрудников нефтегазовой промышленности, основные проблемы и особенности образования в профильных высших учебных заведениях нашей страны, а также освещен актуальный вектор развития интеграции IT-технологий в системе образования и подготовки квалифицированного инженера 21 века.

**Ключевые слова:** профильное образование, IT-технологии, безопасность производства, наклонно направленное бурение, инженерно-технический работник.

Нефтегазовая отрасль является одной из крупнейших и наиболее важных отраслей экономики многих стран. Для обеспечения устойчивого развития этого направления необходимо иметь компетентный и высококвалифицированный кадровый состав, который способен эффективно управлять производственными процессами и решать сложные задачи на практике. В данной ситуации IT-технологии могут сыграть важную роль в обучении и подготовке кадрового состава нефтегазовой отрасли.

На сегодняшний момент обучение фундаментальным знаниям в сфере нефтегазодобычи и сервисных услуг, обеспечивающих данную отрасль ТЭК специалистами, распространены в большей своей части на территории нефтегазоносных провинций и центральной части Российской Федерации. Данное расположение обусловлено как историческим фактором, так и торгово-экономическим движением средств внутри страны.

Учебные программы рядового вуза страны в зависимости от территориального фактора, построены на особенностях нефтяного рынка в регионе, его истории и исключительных особенностях исходя из опыта работы сотрудников местных компаний. Ввиду того возникает ряд проблем, которые в долгосрочной перспективе могут пагубно сказаться на выпускниках высших учебных заведений. С точки зрения теории при данном фактическом подходе происходит сужение коридора знаний по выбранной специальности с изучением особенностей конкретного региона и конкретных решений задач, что в свою очередь, делает обучающихся менее конкурентноспособными и при-

способленными к работе в полевых условиях. Помимо проблемы локального теоретического обучения в ВУЗах можно отметить также сложности с практической частью изучения тонкостей и нюансов выбранного направления.

Данная проблема обусловлена ужесточением требований промышленной безопасности на опасных производственных объектах, к которым относятся нефтегазовая промышленность, отсутствием квалификации по ряду специальностей, и требованиями службы безопасности нефтегазовой или сервисной компании, которые должны обеспечивать конфиденциальность данных. Исходя из существующих реалий, бывшие студенты на производстве далеко не всегда приветствуются, аналогичная ситуация происходит в отношении молодых ученых в вопросе проведения полевых исследований и ОПИ. Нельзя забывать и об особенностях работы отрасли во время пандемии и карантинных мероприятий 2020 года, которые также внесли коррективы в учебный и производственный процесс.

К проблемам теоретического обучения, можно отметить недостаточную вовлеченность и полноту образовательного процесса настоящего подхода к обучению студентов ВУЗов технического направления в нефтегазовой отрасли. Вариантом решения и дополнения учебных программ является использование IT-технологий в процессе обучения. Прежде всего, IT-технологии могут использоваться для создания эффективных систем дистанционного обучения. Это может быть полезно для студентов и работников, которые не имеют возможности или времени для обучения в традиционном формате - например, находятся в удаленных районах или работают на плавучих буровых платформах. Системы дистанционного обучения могут включать интерактивные курсы, электронные учебники, видео уроки и множество других ресурсов, которые упрощают процесс обучения и позволяют работникам получить актуальные знания в удобное для них время. IT-технологии могут использоваться для создания симуляторов, которые помогают работникам совершенствовать свои навыки на практике. Симуляторы могут быть созданы для различных задач - от управления буровой установкой до спасательных операций в случае аварии. Они позволяют работникам на практике изучать различные ситуации и развивать необходимые навыки без непосредственного участия в реальных производственных процессах, что снижает риск возникновения аварийных ситуаций и повышает безопасность на местах работы. На примере работы симулятора процесса бурения, можно рассмотреть позитивные стороны внедрения IT-технологий в учебный процесс. При использовании информационного подхода к созданию научной теоретической базы путем программирования, и компиляции в программное обеспечение могут быть использованы экспертные данные, собранные в эту систему для решения поставленных практических задач, полностью повторяя технологический процесс.

При создании «Симулятора», имея прямой практический опыт, можно учесть большинство параметров, которые так или иначе являются важными для выполнения производственных задач, снимая проблему сужения вектора

обучения путем внесения базовых параметров любого региона и любой выбранной модели, характерной для того или иного региона.

Одним из вариантов применения такого подхода может стать тренажер бурильщика наклонно-направленного бурения. Данная специализация является достаточно сложной, специфичной и включает в себя широкий спектр знаний и умений в области бурения. В данный тренажер входят все приборы, которые присутствуют на табло у бурильщика с указанием и измерением/изменением параметров как в статике, так и динамике инклинометрических данных. Данное программное обеспечение полностью эмулирует процесс бурения, инклинометрии, позволяют корректировать и вводить задания в роли инженера ННБ. Данный детализированный вариант применения IT-технологий наглядно показывает возможность решения важных проблем образования технических ВУЗов, так как тема, затронутая в данной статье, актуальна для большинства технических направлений в связи со сложностью процесса модернизации системы образования с внедрением цифровых решений и их отладкой. В данный период для эффективной интеграции возможно привлечение не только государственной поддержки, но и разного рода инвестиций от лица компаний нефтяной отрасли, будь то компании по добыче нефти или крупного сервисного сегмента рынка. Поддержка крупных игроков отрасли позволит использовать актуальные данные и последние технико-технологические решения, используемые на производстве.

Таким образом, IT-технологии имеют большой потенциал в обучении и подготовке кадрового состава нефтегазовой отрасли. Они могут значительно улучшить качество обучения, повысить безопасность на местах работы и способствовать развитию отрасли в целом.

## THE USE OF MODERN SOFTWARE PRODUCTS IN THE TRAINING OF SPECIALISTS IN DIRECTIONAL-HORIZONTAL DRILLING OF OIL WELLS

*I. O. Botkin*, D.K.N. Professor of the Department of RENGМ of the Institute of Oil and Gas. M.S. Gutseriev botkin400@gmail.com

*I. S. Yukhnin*, Master student of the 2nd year of the Institute of Oil and Gas. M.S. Gutseriev grinch20211@gmail.com

**Abstract.** This article examines the current situation in the field of education and training of personnel of engineering and technical areas of employees of the oil and gas industry, the main problems and features of education in specialized higher educational institutions of our country, and also highlights the current vector of development of integration of IT technologies in the education system and training of a qualified engineer of the 21st century.

**Keywords:** specialized education, IT technologies, production safety, directional drilling, engineering and technical worker.

УДК 622.271

## АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЯХ

*А. А. Гайнанов*, аспирант

*Д. В. Карпов*, аспирант

*Д. Ю. Ковалев*, аспирант

Кафедра Разработка нефтяных и газовых месторождений им. В.И. Кудинова,  
Институт нефти и газа им. М.С. Гучериева УдГУ  
426034, г. Ижевск, ул. Университетская, 1  
dmitriy.karpov@rimer.com

**Аннотация.** Проведённый анализ эффективности эксплуатации скважин, оборудованных установками электроцентробежных насосов показал, что основными причинами выхода их из строя являются: образование отложений, коррозия, механические примеси, засорение глубинно-насосного оборудования. Выявлены причины преждевременных ремонтов скважин оборудованных установками электроцентробежных насосов. Даны мероприятия, позволяющие повысить эффективность использования скважин оборудованных УЭЦН.

**Ключевые слова:** межремонтный период, электроцентробежный насос, асфальтеносмолопарафиновые отложения, химические реагенты.

Большая часть месторождений находится в поздней стадии разработки или характеризуются высокой обводненностью, образованием отложением (сульфидсодержащих осадков, солей, сульфида железа, асфальтеносмолопарафиновых отложений и пр.) и, соответственно, коррозией глубинно-насосного оборудования. В основном повышение эффективности эксплуатации скважин осуществляется по пути увеличения межремонтного периода (МРП) наиболее распространённых установок электроцентробежных насосов УЭЦН.

Результаты промышленных испытаний показывают [1], что ингибиторы солеотложения (инкридол, дифонал), применяющиеся для предотвращения отложений гипса и карбонатов, малоэффективны в условиях сульфидсодержащих осадков. Реагенты с активизирующими добавками увеличивают адсорбционную способность ингибитора солеотложений и нейтрализуют сероводород. Для удаления сульфидсодержащих отложений и растворения осадков из рабочих органов ЭЦН без подъема насосов существует композиция из соляной кислоты, ингибиторов коррозии и солеотложения, бактерицидов.

Развитие технологии и техники борьбы с парафинообразованием имеет длительную историю [2, 3]. Целенаправленного решения вопросов предупреждения образования и удаления отложений асфальтеносмолопарафиновых отложений (АСПО) на поверхностях скважинного оборудования не существует. Эффективные при одних условиях на месторождениях методы, способы и технологии оказываются неэффективными или малоэффективными в других. Возможные направления для предотвращения парафиноотложений: увеличение содержания асфальтенов в потоке добываемой парафинсодержащей нефти или повышение поверхностной активности содержащихся в нефти асоциатовасфальтенов путем их диспергирования; использование химреагентов растворителей типа OBSENOL RM45, МЛ-72, МЛ-80, гидрофобно-эмульсионные растворы, гексановая фракция, соляробензиновая смесь.

Засорения УЭЦН возможны из-за механических примесей, состоящих из продуктов коррозии, мелких абразивных частиц сульфидов железа, отложений неорганических солей, отколовшихся пород пласта. Применяемые на производстве меры борьбы с механическими примесями всегда трудоемки и заключаются в периодической очистке, промывке частей оборудования УЭЦН, ингибировании очищенной поверхности ингибиторами коррозии. Часто применяют оборудование износо- и коррозионностойкого исполнения.

Также существует проблема пескопроявления из-за большой депрессии на пласт. Проводимые виды работ заключаются в очистке забоев, более легкого запуска и ввода скважин на режим, кислотных обработок призабойной зоны пласта, сокращение периода вывода скважины на режим. Применение телеметрических систем для контроля давления температуры на приеме насосов и преобразователей частоты вращения снижает вероятность выноса из пласта частиц кварца; использование комплекта противоположного оборудования и песочного якоря снижает попадание механических примесей в УЭЦН, но эффективны при небольшом содержании песка в продукции скважины.

Специалисты ПАО «Удмуртнефть им. В.И. Кудинова» провели успешные опытно-промышленные испытания инновационных магнитных индукторов обработки нефти (МИОН) – специального оборудования, предназначенного для препятствия отложению асфальтенов, смол и парафинов в добывающих скважинах. Инновация позволила повысить межремонтный период работы скважин, а также сам процесс нефтедобычи. За счёт применения МИОН, период очистки скважин увеличился в среднем в 4,6 раза [3].

На сентябрь 2022 г. межремонтный период работы скважин, оборудованных УЭЦН, на месторождениях Удмуртии составил в среднем 1340 сут.

Причины преждевременных ремонтов скважин оборудованных установками электроцентробежных насосов (рис. 1), приводят к снижению показателей добычи нефти и дополнительному проведению геолого-технически мероприятий.



Рис. 1. Причины преждевременных ремонтов скважин, оборудованных установками электроцентробежных насосов

Эффективность использования скважин оборудованных УЭЦН заключается в выборе оптимального режима работы для каждой скважины; проведении всех необходимых работ по сохранению и восстановлению коллекторских свойств призабойной зоны пласта; увеличению коэффициента использования фонда добывающих скважин; вывод на оптимальный режим работы системы пласт-насос; подбор глубины спуска и мощности насоса в скважину.

Таким образом, выполненный анализ эффективности эксплуатации скважин, оборудованных УЭЦН показал, что основными причинами выхода из строя установок являются: образование отложений, коррозия глубинно-насосного оборудования, механические примеси, засорение УЭЦН.

Воздействуя на характер взаимодействия между парафинами, смолами и асфальтенами можно управлять структурообразованием в нефтяной системе. Одним из приемов, позволяющих воздействовать на процесс образования АСПО, является введение в поток нефти присадок: депрессоров, модификаторов структуры, диспергаторов, ингибиторов парафиноотложений. Основными недостатками этих присадок являются их направленное действие на решение только одной проблемы (снижение температуры застывания, снижение вязкости) и часто высокая стоимость. Выбор технических средств и технологий предупреждения образования АСПО должен обеспечить уменьшение количества или полное исключение промывок и подземных ремонтов, связанных с депарафинизацией скважинного оборудования.

Для повышения эффективности эксплуатации скважин оборудованных УЭЦН рекомендуются следующие мероприятия: оптимизация работы скважин; проведение геолого-технологических и технических мероприятий по восстановлению коллекторских свойств призабойной зоны пласта; увеличение МРП.



Основным показателем технико-экономической эффективности любой технологии является увеличение межремонтного периода оборудования, изменение дебита нефти в течение всего периода работы скважины.

### Список использованной литературы

1. Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых: материалы XII Всероссийской научно-технической конференции. – Пермь: Изд-во Перм. нац. исслед. политехн. ун-та, 2019. – 450 с.
2. Конструкторско-технологическое обеспечение способов одновременно-раздельной эксплуатации многопластовых объектов месторождений: монография / Т.Н. Иванова, М.Н. Баранов, А.М. Губанов, Д.Н. Новокшенов. – Краснодар: Издательский Дом – Юг, 2020. – 276 с.
3. <https://www.udmurtneft.ru>

### CURRENT PROBLEMS OF FIELDS DEVELOPMENT IN COMPLICATED CONDITIONS

*A. A. Gainanov*, postgraduate student

*D. V. Karpov*, postgraduate student

*D. Y., Kovalev* postgraduate student

Department Development of oil and gas fields V.I. Kudinov,  
Institute of Oil and Gas M.S. Gutseriev, Udmurt State University

**Abstract:** The analysis of the efficiency of operation of wells equipped with electric submersible pumps showed that the main reasons for their failure are: the formation of deposits, corrosion, mechanical impurities, clogging of downhole pumping equipment. The causes of premature repairs of wells equipped with electric submersible pumps are identified. Measures are given to improve the efficiency of using wells equipped with ESPs.

**Keywords:** overhaul period, electric centrifugal pump, asphaltene-resin-paraffin deposits, chemical reagents.

### References

1. Problems of development of hydrocarbon and ore mineral deposits: materials of the XII All-Russian Scientific and Technical Conference. – Perm: Publishing house of Perm. nats. research. polytech. un-ta, 2019. – 450 p.
2. Design and technological support of methods of simultaneous and separate exploitation of multilayer objects of deposits: mono-graphy / T.N. Ivanova, M.N. Baranov, A.M. Gubanov, D.N. Novokshonov. – Krasnodar: Publishing House – Yug, 2020. – 276 p.
3. <https://www.udmurtneft.ru>

УДК 338.27

## **ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ПАО «ТАТНЕФТЬ» НА МИРОВОМ НЕФТЕГАЗОВОМ РЫНКЕ**

*О. Е. Данилин*, д.э.н., профессор Институт экономики и управления УдГУ, Удмуртская Республика, г. Ижевск, ул. Университетская, д.1, корп. 4, email: olegdaniilin51@mail.ru

*С. В. Бутолина*, студент 1 курса магистратуры, Институт экономики и управления УдГУ, Удмуртская Республика, г. Ижевск, ул. Университетская, д.1, корп. 4, email: butolina.sonya@mail.ru

*Р. Р. Багаутдинов*, студент 1 курса магистратуры, Институт экономики и управления УдГУ, Удмуртская Республика, г. Ижевск, ул. Университетская, д.1, корп. 4, email: Bagautdinov\_93@bk.ru

**Аннотация.** В статье анализируется современное положение одной из крупнейших российских нефтяных компаний, международно-признанного вертикально-интегрированного холдинга ПАО «Татнефть» на мировом рынке нефтепродуктов. В ходе анализа рассматриваются внутренние программы компании, которые будут способствовать дальнейшему развитию и устойчивому положению предприятия.

Ключевые слова: сильные и слабые стороны, SWOT-анализ, возможности, угрозы, факторы, преимущества.

На деятельность ПАО «Татнефть», как на вертикально-интегрированное предприятие, которое занимается экспортом влияют как внутренние, так и внешние факторы.

К параметрам внутренней среды ПАО «Татнефть» относятся: управление персоналом, организация, работа маркетинга, финансы и учет, методы поощрения работников труда.

Для составления общего прогноза состояния компании необходим тщательный и полный анализ всех внутренних данных и факторов внешнего рыночного окружения. Для определения специфики производства и условий рынка можно применять SWOT-анализ, который позволяет выбрать дальнейшее направление деятельности компании, что помогает усилить принятие эффективных управленческих решений. [1, с.512]

В начале SWOT-анализа обозначим сильные и слабые стороны компании ПАО «Татнефть».

Проведя анализ деятельности компании, можно выделить следующие сильные и слабые стороны, представленные в таблице 1.

Таблица 1. Определение сильных и слабых сторон предприятия

Факторы	Сильные стороны	Слабые стороны
Организация	Инициативное руководство, достаточно преданные организации работники.	Низкое качество корпоративного управления, низкая реакция на изменение рыночной ситуации.
Производство	Высокотехнологичное современное оборудование, своевременная поставка услуг, высокая степень обеспеченности запасами, использование продвинутых технологий добычи нефти, развитые сервисные подразделения.	Низкое качество ресурсной базы, большие затраты на производство, низкие темпы роста добычи нефти, негативное влияние на окружающую среду.
Финансы	Высокая доходность капитала, финансовая стабильность, льготы по НДС для выработанных месторождений.	Сильная зависимость от существующих цен на нефть и нефтепродукты, доступность капитальных ресурсов
Маркетинг	Прочные позиции на мировом рынке, политическая поддержка региональных властей.	Невысокая репутация в отношении качества. Контроль правительства Татарстана над компанией

Из таблицы 1 можно отметить, что данные в маркетинге не в полной мере соотносятся с ожиданиями. Компании необходимо пересмотреть изменение приоритетов в конкретное направление.

Однако следует отметить, что наличие сильных сторон финансового фактора во многом превышает слабые, соответственно, что к преимуществам компании можно отнести финансовую стабильность и независимость.

Следующий шаг SWOT-анализа — это оценка рынка. Рассмотрим возможные угрозы и возможности компании в таблице 2.

Далее необходимо сопоставить сильные и слабые стороны компании с возможностями и угрозами рынка.

После сопоставления списка сильных и слабых сторон, возможностей и угроз, сопоставим наиболее важные стороны компании, и наиболее влияющие возможности и угрозы представленные в таблице 3.

Таблица 2 - Определение рыночных возможностей и угроз

Параметры оценки	Возможности	Угрозы
1. Конкуренция	Разработка битумной нефти совместно с Shell. Приобретение лицензий на месторождения в Западной Сибири	Утрата контроля над издержками. Усиление конкуренции на рынке
2. Сбыт	Создание собственного комплекса глубокой переработки нефти. Рост объемов добычи нефти на имеющихся месторождениях. Формирование новых каналов сбыта на внутреннем и международном рынках	Высокая зависимость от конъюнктуры на мировых рынках нефти
3. Экономика	Постепенное сближение внутренних цен на нефть и нефтепродукты. Весомый собственный капитал Компании.	Снижение мировых цен на нефть. Изменение режима налогообложения
4. Международные факторы	Расширение сервисных проектов и ресурсной базы в России и за рубежом.	Отсутствие согласованной и целенаправленной политики

Таблица 3 - Наиболее важные сильные и слабые стороны ПАО «Татнефть»

<p><b>Сильные стороны</b></p> <p>1. Прочные позиции на мировом рынке.</p> <p>2. Своевременная поставка услуг</p> <p>3. Высокая степень обеспеченности запасами</p>	<p><b>Возможности</b></p> <p>1. Рост объемов добычи нефти на имеющихся месторождениях.</p> <p>2. Постепенное сближение внутренних цен на нефть и нефтепродукты</p> <p>3. Весомый собственный капитал Компании.</p>
<p><b>Слабые стороны</b></p> <p>1. Сильная зависимость от существующих цен на нефть и нефтепродукты.</p> <p>2. Влияние на окружающую среду.</p> <p>3. Контроль правительства Татарстана над компанией</p>	<p><b>Угрозы</b></p> <p>1. Усиление конкуренции на рынке.</p> <p>2. Высокая зависимость от конъюнктуры на мировых рынках нефти.</p> <p>3. Высокая степень истощенности запасов.</p>

### Заключение

Из представленного анализа матрицы SWOT можно отметить, что ПАО "Татнефть" обладает рядом преимуществ, что обусловлено его хорошим и стабильным финансовым положением.

Возможность привлечь новых клиентов за счет существующей возможности расширения на новых рынках (в конкретном случае ближе к производителю).

Организация имеет возможность сотрудничать с новыми организациями с целью снабжения их продуктами собственного производства.

Из представленных достоинств компании и маркетинговых возможностей существует перспектива разработки всех возможных вариантов, оптимальных для ПАО "Татнефть", и компания уже придерживается внедрению на своих объектах современных технологий и обеспечения потребителей высококачественной продукции. [2]

В анализе рассмотрены направления силы и угроз. В данном этапе выявляются угрозы, сводят на нет, либо ослабляют преимущества компании. Однако, при поддержке сильных сторон компании существует возможность преодолеть угрозы. К данным ситуациям в ПАО "Татнефть" можно определить:

- усиление конкуренции приводит к снижению спроса и в дальнейшем и уменьшение цен, что негативно влияет на получаемую прибыль;
- наличие новейшего инновационного оборудования в компании способствует экономии на дорогостоящие покупки нового или дорогостоящем ремонте;
- дальнейшее сохранение стабильных позиций РФ как главного поставщика нефти на мировой арене возможно только при наличие больших запасов нефти.

### **Список используемой литературы**

1. Современный экономический словарь / Б.А. Райзберг, Л.Ш. Лозовский, Е.Б. Стародубцева. 6-е изд., перераб. и доп. М. : ИНФРА-М, 2017. С. 512.
2. Официальный сайт ПАО «Татнефть». [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.tatneft.ru/> (дата обращения: 09.04.2023).

### **PROSPECTS FOR THE DEVELOPMENT OF PJSC TATNEFT IN THE GLOBAL OIL AND GAS MARKET**

*O. E. Danilin*, Doctor of Economics, Professor, Institute of Economics and Management of UdGU, Udmurt Republic, Izhevsk, Universitetskaya str., 1, building 4, email: olegdanilin51@mail.ru

*S. V. Butolina*, 1st year Master's student, Institute of Economics and Management of UdGU, Udmurt Republic, Izhevsk, Universitetskaya str., 1, building 4, email: butolina.sony@gmail.ru

*R. R. Bagautdinov*, 1st year Master's student, Institute of Economics and Management of UdGU, Udmurt Republic, Izhevsk, Universitetskaya str., 1, building 4, email: Bagautdinov\_93@bk.ru

**Abstract.** The article analyzes the current position of one of the largest Russian oil companies, the internationally recognized vertically integrated holding company PJSC Tatneft in the world market of petroleum products. In the course of the analysis, the company's internal programs are considered, which will contribute to the further development and sustainable position of the enterprise.

**Keywords:** strengths and weaknesses, SWOT analysis, opportunities, threats, factors, advantages.

### References

1. Modern economic dictionary / B.A. Raisberg, L.Sh. Lozovsky, E.B. Starodubtseva. 6th ed., reprint. and add. M. : INFRA-M, 2017. p. 512.
2. The official website of PJSC Tatneft. [electronic resource]. Access mode: <http://www.tatneft.ru> / (date of request:09.04.2023).

УДК 574.23

## СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ЭНДОТРОФНЫХ МИКРОМИЦЕТОВ ПРИ ВОССТАНОВЛЕНИИ НЕФТЕЗАГРЯЗНЕННЫХ ЗЕМЕЛЬ

*А. А. Исупова*, аспирант 3 курса,  
Институт гражданской защиты УдГУ  
426034, г. Ижевск, ул. Университетская, 1  
e-mail: isupova.anastasiya.96@mail.ru

**Аннотация.** Существует проблема поиска наиболее эффективных и безопасных методов восстановления нефтезагрязненных земель. Таким методом является биотехнологический с использованием биопрепаратов, но их действие ограничено, поэтому идет поиск биологических агентов, которые повысили бы их эффективность или могли заменить. Такими агентами могут быть микроскопические грибы. В статье приводятся результаты эксперимента измерения концентрации нефти в субстрате с растениями-мелиорантами, инокулированными микроскопическими грибами. Исследования показали, что инокуляция разными видами эндотрофных грибов оказывает различный эффект – одни виды способны снижать концентрацию нефти в субстрате, другие способствуют повышению устойчивости растений-мелиорантов на стрессовый фактор. Поэтому их можно использовать при биотехнологическом этапе рекультивации нефтезагрязненных земель.

**Ключевые слова:** нефтяное загрязнение, биотехнологический метод, микроскопические эндотрофные грибы.

Углеводороды нефти и их производные – природные химические вещества, широко используемые человеком. В связи с достаточно интенсивной добычей и переработкой нефти и нефтепродуктов они являются основными загрязнителями окружающей среды. В промышленно развитых странах загрязнение почвы сырой нефтью и нефтепродуктами является серьезной проблемой. Во всем мире ежегодно теряется и попадает в окружающую среду около 45-50 млн. т нефти и нефтепродуктов, в России – 3 млн. т (1,2 % от объема добычи нефти) [1]. Проблема загрязнения земель нефтью признана на государственном уровне. Так, в отчете Министерства природных ресурсов и экологии на 2017 год указано, что число аварий на объектах нефтедобычи и транспортировки нефти ежегодно достигает порядка 25 тысяч инцидентов, в результате чего около 1,5 млн. тонн нефти поступает в окружающую среду [2]. В настоящее время, с повышением внимания к охране окружающей среды, биоремедиация все активнее используется для очистки загрязненных

почв. Биологическая очистка обычно обеспечивает преобразование загрязнителя в нетоксичные формы, используя микробиологические процессы и может приводить к полной минерализации углеводов до диоксида углерода и воды. Многие технологии биоремедиации нефтезагрязненных почв предлагают проводить интродукцию микроорганизмов-нефтедеструкторов, специализирующихся на разложении имеющихся углеводов. Но действие биопрепаратов ограничено и связано с условиями среды [3, 6]. В настоящее время идет поиск биологических агентов, которые повысили бы эффективность биопрепаратов или могли их заменить. Такими агентами могут быть микроскопические эндотрофные грибы [4, 6]. Поэтому был заложен лабораторный эксперимент с целью изучения влияния инокуляции растений-мелиорантов эндотрофными микромицетами на биохимические показатели растений-мелиорантов и содержание нефти в субстрате.

Лабораторный эксперимент был заложен по следующей схеме. Использовали контейнеры 17x13x15 см, имитируя тем самым 15 см слой земли. В качестве субстрата использовали кокосовую стружку и песок в соотношении 3:1. В результате масса субстрата в воздушно-сухом состоянии составила 300 г. Затем влажность субстрата доводили до 60%, масса субстрата составила 820 г. Далее рассчитывали необходимое количество нефти для внесения в субстрат, соответствующее 1% - 10% нефтезагрязнению, с шагом 2,5%, по отношению к сухой массе. После внесения нефти, субстрат тщательно перемешивали для равномерного распределения нефти в нем. В качестве контроля отобрали контейнеры в трехкратной повторности с 1% - 10% нефтезагрязнением без растений-мелиорантов, инокулированных микромицетами. В оставшиеся контейнеры с 1% - 10% нефтезагрязнением, также в трехкратной повторности, производили посев семян газонной травы (овсяница луговая 50%, мятлик луговой 50%) с нормой высева 50 г/м<sup>2</sup>. После прорастания семян вносили суспензии эндотрофных грибов разных видов в разные контейнеры по 30 мл в каждый. Исследуемые изоляты эндотрофных грибов были выделены из корней древесных растений, произрастающих на территории г. Ижевска. Суспензии грибов готовили согласно патенту на изобретение №2722206 от 28.05.2020г. Поливали растения дистиллированной водой по 50 мл 2 раза в неделю. Опыт проводили в условиях климатической камеры с температурой днем – +22°C, ночью – +18°C и продолжительностью светового дня – 12 часов. Через 3 месяца после начала эксперимента отобрали субстрат по слоям для определения количества нефти. Первый слой с корнями растений составил 3 см, второй и третий по 5 см. Измерения концентрации нефти проводили с помощью концентратомера АН-2 по стандартным методикам ПНД Ф 16.1:2.2.22-98. Концентрация нефтепродуктов в водах и почвах регламентирована ГОСТ Р 54039-2010 и ГОСТ Р 51797-2001. В почвах допустимым уровнем является содержание до 1000 мг/кг [5, 6, 7].



В качестве объектов исследования выбрали следующие виды микромицетов. *Fusarium equiseti* - является космополитом, становится долгосрочным корневым эндофитом, благотворно влияющим на растение-хозяина в защите от других фитопатогенных грибов и вирусной инфекции, описана возможность использования в качестве микогербицида. *Cylindrocarpon magnusianum* – космополит, исследователи относят этот гриб к группе «нефтегазоносных грибов», что может быть востребовано в восстановлении нефтезагрязненных земель. *Neonectria macrodidyma* - компонент почвенной микобиоты, эндофит растений, космополит. *Fusarium tricinctum* – корневой эндофит, обладает комплексом лигнолитических ферментов, потенциально способен к биодegradации угля [8, 9, 10].

Результаты биохимических анализов показали, что инокуляция эндотрофными микромицетами оказала положительный эффект на биохимические показатели растений-мелиорантов – содержание фотосинтетических пигментов и аскорбиновой кислоты. Инокуляция растений-мелиорантов эндотрофным грибом *Fusarium equiseti* повлияла на выработку фотосинтетических пигментов при концентрации нефти в субстрате более 7,5%, а также при концентрации более 1% на выработку аскорбиновой кислоты. Инокуляция растений-мелиорантов эндотрофным грибом *Cylindrocarpon magnusianum* повлияла на синтез фотосинтетических пигментов при концентрации нефти в субстрате более 7,5%, а также при концентрации более 2,5% на выработку аскорбиновой кислоты. Инокуляция растений-мелиорантов эндотрофным грибом *Fusarium tricinctum* повлияла на синтез фотосинтетических пигментов при концентрации нефти в субстрате 10%, а также при концентрации более 1% на выработку аскорбиновой кислоты. Результаты данных наблюдений связаны с активацией ферментной системы, так как аскорбиновая кислота используется растениями для нейтрализации загрязнений. Инокуляция растений-мелиорантов эндотрофным грибом *Neonectria macrodidyma* повлияла на синтез фотосинтетических пигментов при концентрации нефти в субстрате более 2,5%. По содержанию аскорбиновой кислоты достоверных различий не наблюдалось, что может свидетельствовать об отсутствии активации антиоксидантной системы на стрессовый фактор. Это может указывать на то, что эндотрофный гриб мог взять функцию нейтрализации нефтезагрязнения на себя.

Результаты исследования содержания нефти в субстрате представлены в таблице 1. Результаты измерения концентрации нефти в субстрате показали эффективность инокуляции фитомелиорантов эндотрофным микромицетом *Neonectria macrodidyma*. В опытных вариантах с 5%, 7,5% и 10% нефтезагрязнением наблюдалось достоверное снижение количества нефти в 2 раза. А при 1% и 2,5% нефтезагрязнении количество нефти достоверно снизилось в 3 раза по сравнению с контролем и составило менее 1000 мг/кг, что является допустимым значением по ГОСТ [6]. При инокуляции фитомелиорантов эн-

дотрофными микромицетами *Fusarium equiseti*, *Cylindrocarpon magnusianum* или *Fusarium tricinctum* достоверного снижения количества нефти не наблюдалось. Данные результаты указывают на разный эффект инокуляции растений-мелиорантов разными видами микромицетов. Микромицет *Neonectria macrodidyma* способствует снижению концентрации нефти в субстрате, а *Fusarium tricinctum*, *Fusarium equiseti* и *Cylindrocarpon magnusianum* способствуют повышению устойчивости фитомелиорантов к нефтезагрязнению. Таким образом, микромицеты можно использовать при биологическом этапе восстановления нефтезагрязненных земель, но при разных условиях. Микромицеты *Fusarium tricinctum*, *Fusarium equiseti* и *Cylindrocarpon magnusianum* можно использовать для повышения устойчивости растений-мелиорантов, а *Neonectria macrodidyma* для уменьшения концентрации нефти в субстрате.

### Выводы

1. Проблема загрязнения почв нефтью является одной из самых сложных проблем охраны окружающей среды. Наиболее безопасным методом ликвидации загрязнения нефтью почв считается биотехнологический с использованием микробиологических биопрепаратов, но их действие ограничено и зависит от абиотических факторов среды. Появляется крайняя необходимость применения более эффективных биопрепаратов, либо использования других биологических агентов. Такими биологическими агентами, по современным научным данным, могут быть микроскопические эндотрофные грибы [6].

2. Инокуляция эндотрофными микромицетами способствует повышению устойчивости растений-мелиорантов к нефтезагрязнению

3. Инокуляция фитомелиорантов эндотрофными микромицетами разных видов оказывает различный эффект - *Neonectria macrodidyma* способствует достоверному снижению содержания нефти в субстрате в 2 раза, а *Fusarium tricinctum*, *Fusarium equiseti* и *Cylindrocarpon magnusianum* способствуют повышению устойчивости фитомелиорантов к нефтезагрязнению, что указывает на эффективность их применения при биологическом этапе восстановления нефтезагрязненных земель.

Таблица 1. Содержание нефти в субстрате

Вариант	Количество нефти в контрольных образцах, мг/кг	Количество нефти в вариантах с растениями после внесения эндотрофного гриба <i>Neovestria macrodidyma</i> , мг/кг	Количество нефти в вариантах с растениями после внесения эндотрофного гриба <i>Fusarium tricinatum</i> , мг/кг	Количество нефти в вариантах с растениями после внесения эндотрофного гриба <i>Fusarium equisetii</i> , мг/кг	Количество нефти в вариантах с растениями после внесения эндотрофного гриба <i>Cylindrocarpum magnusianum</i> , мг/кг
1% 1 слой	2403±692* 1314...2620**	851±92 750...933	2323±184 2049...2673	2448±412 1743...3171	2490±315 2055...3102
1% 2 слой	1991±884 1161...2922	1562±213 1170...1905	2685±562 1917...3780	2439±65 2314...2529	3179±155 2934...3465
1% 3 слой	720±159 546...858	668±97 498...834	1057±265 570...1482	974±58 867...1065	1740±80 1599...1876
2,5% 1 слой	2752±251 2331...3201	1230±54 1168...1340	3579±54 3477...3660	3411±128 3180...3621	3855±304 3288...4326
2,5% 2 слой	3223±108 3090...3438	2356±691 1329...3672	3832±238 3423...4248	3681±72 3542...3784	3717±155 3426...3954
2,5% 3 слой	2188±251 1413...2712	523±31 465...570	2057±301 1500...2535	2627±58 2534...2734	3353±118 3175...3576

Продолжение таблицы 1. Содержание нефти в субстрате

5% 1 слой	75440±13789 59760...85680	37680±7310 29280...42600	63960±6692 50880...72960	97960±14305 70200...117840	75240±12139 53640...95640
5% 2 слой	63760±4851 60840...69360	2802±549 1704...3375	66890±5529 58930...77520	81862±1696 78645...84400	115390±11771 97850...137760
5% 3 слой	26120±17731 10920...45600	1670±611 582...2697	50133±8133 37040...65040	12885±210 12526...13254	16352±930 14656...17860
7,5% 1 слой	81760±6904 70200...94080	48880±3845 41760...54960	96681±4298 89045...103920	112080±6678 99000...120960	131466±18092 100920...163540
7,5% 2 слой	72960±6076 62040...83040	65880±8627 51120...81000	77332±6597 65043...87635	98985±1742 95648...101520	134830±4998 127453...144360
7,5% 3 слой	35880±14926 16200...65160	1834±812 615...3372	64199±3657 58534...71040	13408±85 13252...13546	16336±795 14797...17453
10% 1 слой	137600±51052 106050...196500	77680±11952 65040...88800	122560±4524 115200...130800	120280±8865 108480...137640	127120±7586 114000...140280
10% 2 слой	134250±8838 126450...143850	38920±10848 18480...55440	117314±11729 94046...131537	106936±4970 98564...115764	140136±10901 124625...161160
10% 3 слой	92350±3525 88800...95850	1065±95 915...1242	89815±2400 85462...93745	14390±599 13288...15347	15886±799 14830...17453

Примечания: \* - среднее значение показателя ± стандартное отклонение; \*\* - доверительный интервал для среднего значения при  $p < 0,05$

### Список используемой литературы

1. Рябов В.Д. Химия нефти и газа: учебное пособие. – М.: ИД «ФОРУМ». 2009. С.336.
2. Гринпис России, 2018
3. Лямзин В.И., Бухарина И.Л., Здобяхина О.В., Исламова Н.А., Загребина В.С., 2018. №3 (45). С.94-98
4. Назарько М.Д., Щербаков В.Г., Александрова А.В., 2004. №4. С. 89-91
5. ГОСТ Р 54039-2010. Экспресс-метод спектроскопии в ближней инфракрасной области для определения содержания нефтепродуктов.
6. Исупова А.А., Малых В.Е. Возможность использования микроскопических грибов при восстановлении нефтезагрязненных земель, 2022. С.39
7. Ю. С. Другов, А. А. Родин. Экологические анализы при разливах нефти и нефтепродуктов практическое руководство. – 2000.
8. Palmero, D. et. al., 2011
9. Motlagh, MRS et. al., 2011
10. Sogonov, M.V., Velikanov, L.L., 2004

### COMPARATIVE ANALYSIS OF THE EFFECTIVENESS OF THE USE OF ENDOTROPHIC MICROMYCETES IN THE RESTORATION OF OIL-CONTAMINATED LANDS

A. A. *Isupova*, 3rd year postgraduate student,  
Institute of Civil Protection of UdSU

426034, Izhevsk, Universitetskaya str., 1, e-mail: isupova\_anastasiya.96@mail.ru

**Abstract.** There is a problem of finding the most effective and safe methods of restoring oil-contaminated lands. Such a method is biotechnological with the use of biological products, but their effect is limited, so there is a search for biological agents that would increase their effectiveness or could replace them. Microscopic fungi can be such agents. The article presents the results of an experiment measuring the concentration of oil in a substrate with meliorant plants inoculated with microscopic fungi. Studies have shown that inoculation by different types of endotrophic fungi has a different effect – some species are able to reduce the concentration of oil in the substrate, others contribute to increasing the resistance of meliorant plants to stress factor. Therefore, they can be used at the technological stage of recultivation of oil-contaminated lands.

**Keywords:** oil pollution, biotechnological method, microscopic endotrophic fungi.

### References

1. Ryabov V.D. Chemistry of oil and gas: textbook. – M.: Publishing house "FORUM". 2009. p.336.

2. Greenpeace of Russia, 2018
3. Lyamzin V.I., Bukharina I.L., Zdobyakhina O.V., Islamova N.A., Zagrebina V.S., 2018. No. 3 (45). Pp.94-98
4. Nazarko M.D., Shcherbakov V.G., Alexandrova A.V., 2004. No. 4. pp. 89-91
5. GOST R 54039-2010. Express method of near-infrared spectroscopy for determining the content of petroleum products.
6. Isupova A.A., Malykh V.E. The possibility of using microscopic fungi in the restoration of oil-contaminated lands, 2022. p.39
7. Yu. S. Drugov, A. A. Rodin. Environmental analyses in oil and petroleum product spills practical guide. – 2000.
8. Palmero, D. et. al., 2011
9. Motlagh, MRS et. al., 2011
10. Sogonov, M.V., Velikanov, L.L., 2004

УДК 622.692.12:66.061.16

## **ЗАЩИТА НЕФТЕПРОМЫСЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ И ТРУБОПРОВОДОВ С ПОМОЩЬЮ ИНГИБИТОРОВ КОРРОЗИИ**

*С. Н. Киракосян*, магистрант 2 курса,  
Институт гражданской защиты УдГУ  
426034, г. Ижевск, ул. Университетская, 1  
e-mail: kirsar99@gmail.com

**Аннотация.** Одной из проблем нефтегазодобывающей промышленности является коррозия металлов, из которых состоит все нефтяное оборудование. Каждый год предприятия нефтяной промышленности несут огромные убытки из-за коррозии. Факторами, сопровождающими появление коррозии металлов, являются высокая агрессивность продуктов. Использование ингибиторов коррозии - наиболее эффективный способ борьбы с коррозией в различных средах. В наше время имеется множество различных ингибиторов, а также методов подачи реагентов в нефтяное оборудование или трубопроводы. Но универсального ингибитора не существует, что в свою очередь усложняет подбор правильного реагента и сохранность оборудования.

**Ключевые слова:** коррозия металлов, ингибиторы, агрессивная среда, защитный эффект, методы подачи, нефтегазодобывающая промышленность.

Коррозия металла - проблема, с которой сталкивается нефтегазодобывающая промышленность, т.к. все нефтепромысловое оборудование состоит из него. Решение данной проблемы является важной задачей нефтегазовых компаний, т.к. каждый год она приводит к огромным убыткам.

Ущербом коррозии, является не только потеря металла, но и огромная стоимость изделий, разрушенных коррозией, а также косвенные потери.

Практически все месторождения нефти и газа характеризуются высокой обводненностью, что усложняет процесс добычи, сбора и подготовки нефти и газа и вследствие чего образуются стойкие нефтяные эмульсии, откладываются соли и коррозия оборудования и трубопроводов [5].

Срок эксплуатации трубопроводов и оборудования снижается из-за высокой агрессивности добываемых продуктов. Высокая агрессивность определяется наличием в продуктах агрессивных газов (сероводород, углекислый газ и кислород), водной фазы и ее физико-химическими свойствами (рН, температура и минерализация). Именно наличие агрессивных газов в добываемой продукции приводит к коррозионным повреждениям трубопроводов и оборудования.

Обводненная нефть и сточные воды, которые используются в системе ППД, являются наиболее агрессивными. К интенсивной коррозии используемого оборудования приводят различные методы интенсификации добычи нефти, одним из которых является кислотная обработка призабойных зон скважин.

Ингибиторы в данном случае наиболее удобный и экономичный способ защиты оборудования от коррозии.

Ингибиторы – это химические вещества, которые при достаточной концентрации взаимодействуют с агрессивной средой, ослабляя или нейтрализуя ее действие на металл или металлопродукцию. Ингибирующее действие на металлы оказывает ряд органических и неорганических веществ, добавление которых в окружающую среду может предотвратить возникновение коррозии. Также они способны создавать очень тонкую пленку на поверхности металла, защищающую ее от коррозии.

К ингибиторам предъявляется множество требований по технологическим и защитным свойствам. Они должны обладать высокими защитными свойствами в сероводородсодержащих водной и паровой фазах, обеспечивать требуемый защитный эффект при высоких давлениях и температурах, а также в обычных условиях. Также ингибитор должен иметь низкую температуру застывания, хорошую растворимость в агрессивной среде и высокую адсорбционную способность. Это не должно влиять на стабилизацию водонефтяных эмульсий.

Из вышеизложенного можно сделать вывод, что необходимо тщательно подходить к выбору ингибиторов, так как от этого зависит эффективность и экономичность применяемого ингибитора.

По механизму действия выделяются ингибиторы адсорбции и пассивации.

По химической природе выделяют неорганические и органические ингибиторы.

По своим физико-химическим свойствам ингибиторы делятся на твердые, жидкие и летучие (паровая фаза).

В зависимости от типа агрессивной среды ингибиторы различаются на применяемые:

- в нефтяных средах;
- в кислых агрессивных средах;
- при коррозии сероводородом;
- атмосферная коррозия;
- в нейтральных агрессивных средах.

Органические поверхностно-активные вещества (ПАВ), которые подавляют процесс коррозии из-за адсорбции, чаще всего используются в кислой среде. В данном случае защитный эффект ингибиторов обусловлен блокированием части металлической поверхности и изменением энергии активации в свободных зонах.



Действие ингибиторов обусловлено как физическими, так и химическими свойствами, а также типом коррозионного разрушения и свойствами поверхности металла, которая вызывает коррозию, в частности, пленочной структурой продуктов коррозии. Современное оборудование и методы позволяют изучать свойства классов, отдельных веществ и пленки, образующейся на поверхности металла, с целью определения критериев и оценки эффективности защиты ингибиторами коррозии [3-4].

Катодные и анодные ингибиторы, в свою очередь, замедляют электродные реакции соответственно, а смешанные ингибиторы изменяют скорость обеих реакций.

Ингибиторы пассивации образуют защитную пленку на поверхности металла, которая способствует переходу металла в пассивное состояние. Данные ингибиторы используются в нейтральных средах или близких к ним [7, 9].

Ингибиторы пассивации могут представлять собой неорганические вещества с окислительными свойствами, которые образуют защитные оксидные пленки на поверхности металла. Потенциал коррозии смещается в положительную сторону после обработки металлической поверхности этими веществами. Пассивирующие соединения считаются более эффективными, т.к. снижают скорость коррозии до очень малых значений.

Довольно большую группу составляют пассивирующие вещества, которые образуют труднорастворимые соединения с агрессивными ионами металлов, и образующийся в этом случае солевой осадок, если он достаточно плотный и хорошо связан с поверхностью металла, защищает его от контакта с агрессивной средой.

Существуют и органические ингибиторы, которые не являются окислителями, но способствуют адсорбции растворенного кислорода, что, в свою очередь, приводит к пассивации. Для нейтральных сред к ним относятся бензоат натрия и натриевая соль коричневой кислоты.

Ингибиторы адсорбционной коррозии образуют своего рода защитную пленку на металлической поверхности защищаемого продукта и препятствуют протеканию электрохимической реакции. Ингибиторы адсорбции, как правило, являются ПАВ, а также органические соединения, которые очень слабо влияют на коррозионный потенциал, сдвигая его к более высоким или более низким значениям.

Частицы адсорбционных ингибиторов (в зависимости от структуры ингибитора и состава среды, это могут быть катионы, анионы и нейтральные молекулы), взаимодействуя химически или электростатически с поверхностью металла (адсорбционно-химическая или физическая, соответственно), прикрепляются к ней, что приводит к ингибированию процесса коррозии. Эффективность ингибирующего действия органических соединений определяется их адсорбционной способностью при контакте с поверхностью метал-

ла. Эта способность довольно велика из-за наличия в молекулах атомов или функциональных групп, обеспечивающих активное адсорбционное взаимодействие металла с ингибитором.

Адсорбция ингибиторов коррозии и образование нерастворимых слоев на поверхности металла связаны с зарядом частиц и гидрофобностью поверхности металла, их способностью образовывать химические связи с металлом или продуктами его взаимодействия с компонентами агрессивной среды. Адсорбция органического ингибитора на поверхности металла, защищенного от коррозии, считается необходимым условием для его защитного действия [6].

Неорганические ингибиторы включают в себя некоторые пассивные, катодные, анодные и пленкообразующие ингибиторы [7]. Высокие защитные свойства ингибитору придает окислительная способность, которая способствует пассивации металла, но это сильно зависит от pH среды и присутствия агрессивных агентов. Эти ингибиторы помогают бороться с отложениями солей. Но в то же время у них есть недостатки, поскольку при недостаточной или чрезмерной дозировке они способствуют местной коррозии и могут быть токсичны [8].

Комплексные или неорганические соли, а также смеси солей более эффективны в предотвращении коррозии. Органические ингибиторы коррозии, как правило, представляют собой вещества смешанного действия: они замедляют катодную и анодную реакции процесса коррозии.

Ингибиторы на основе соединений азота получили очень широкое распространение. Защитным действием обладают алифатические амины и их соли, аминокислоты и аминокислоты, анилины и акрилонитрилы и др. Кроме того, фенолы, циклические и линейные сложные эфиры, сложные эфиры аллилового спирта, бензойные спирты и кислоты и т.д.

Но не все используемые ингибиторы обеспечивают достаточный защитный эффект. Даже в условиях залежи на разных участках (кустах) этот показатель может существенно различаться. Растворимость ингибитора в пластовых флюидах, его низкая степень совместимости с пластовыми водами, неудачный подбор реагента для конкретных условий и участков (кустов) является причиной недостаточной защиты. Чаще всего эту проблему решают путем увеличения дозировки реагента, но этот метод не всегда эффективен. Отсюда следует, что существует необходимость в создании новых композиций ингибиторов, которые могли бы обеспечить высокий защитный эффект в широком диапазоне условий применения или улучшить качество существующих композиций.

Ингибиторы кислотной коррозии подавляют процесс разрушения металла за счет повышения поляризуемости анодного, катодного или обоих электродных процессов. В кислых средах чаще всего используются органические (иногда неорганические) соединения.

Защитный эффект органических ингибиторов зависит от их концентрации, температуры, степени адсорбции и природы их соединений, а также важен размер, ориентация и форма его молекулы, распределение электрического заряда. Катодное смещение в присутствии ингибиторов, которые лучше адсорбируются при потенциалах, более отрицательных, чем нулевой потенциал поверхностного заряда, обеспечивает лучшую защиту по сравнению с отдельными вариантами использования катодной защиты и ингибирования.

В нейтральных средах при отсутствии деполяризаторов атмосферная коррозия протекает за счет воды. Наиболее распространенным реагентом, используемым для защиты оборудования от атмосферной коррозии, являются ингибиторы пленкообразования, которые могут представлять собой консервирующее покрытие или защиту от агрессивных факторов атмосферной коррозии. В большинстве случаев эти поверхностные образования носят не адсорбированный, а поэтапный характер. Защитная способность ингибиторов определяется за счет защитного действия, механизма коррозии, структуры пленки и электрохимического поведения металла при коррозии.

Быстрое разрушение является недостатком ингибиторов пленкообразования и для их эффективного действия требуется многократное применение. Использование в качестве альтернативы ингибирующей защиты оборудования веществ, способных образовывать на поверхности металла достаточно прочную и долговечную пленку – решение данной проблемы, от которой зависит защитный эффект.

Ингибиторы также широко используются для защиты оборудования, контактирующего с различными средами.

В качестве ингибиторов коррозии низкоуглеродистых сталей в кислой среде используются некоторые вещества гомологичного ряда пиримидинов, ингибирующий эффект которых носит смешанный характер.

Но лучше использовать универсальные ингибиторы, которые могут подавлять сразу несколько видов коррозионного воздействия или противодействовать негативному воздействию нескольких стимуляторов коррозии одновременно. Универсальность связана с использованием трехфазных ингибиторов коррозии, способных при любом способе введения в жидкой или газовой фазе распределять их для подавления общей коррозии металлического оборудования. Учитывая разнообразие факторов коррозии, включая негативные биохимические процессы, при разработке и использовании ингибиторов преимущество отдается реагентам, сочетающим свойства ингибитора и бактерицида. Эти реагенты используются для защиты оборудования, контактирующего с топливом или другими нефтепродуктами, чтобы предотвратить возникновение коррозии при воздействии сероводородом.

Такой комплекс действий характеризуется определенными соединениями, обладающими свойствами ПАВ. Образование адсорбции на поверхности

оборудования объясняется их защитный эффект, который усиливается, если ингибитор находится в растворе в мицеллярном состоянии.

Защита ингибиторами используется и при травлении – например, для удаления загрязнений с поверхности металла без растворения основного металла. Если при травлении не использовать дополнительные добавки, которые уменьшают коррозионное разрушение металла, потери металла могут достигать 5%, что неприемлемо для большинства изделий.

Ингибитор травления, должен иметь одну или несколько полярных групп, благодаря которым молекула бы прикреплялась к поверхности металла. Обычно эти вещества представляют собой органические соединения, содержащие азот, серу, кислород в виде гидроксильного радикала.

Функциональные свойства ПАВ также связаны с их адсорбционной способностью на границах раздела фаз. Чтобы найти новые ингибиторы кислотной коррозии в исследуемых веществах, определяют их поверхностное натяжение, угол смачивания обрабатываемой поверхности и способность к сольubilизации. Комбинируя эти свойства, делается предварительный вывод о том, будут ли вещества или смеси на их основе эффективными в качестве ингибиторов кислотной коррозии. Продолжительность ингибирующей защиты вещества или его смеси может быть обусловлена данными по адсорбции.

Подача ингибиторов в трубопровод осуществляется за счет блоков дозирования реагентов (БДР), которые предназначены для подачи реагентов и ингибиторов в трубопроводы для осуществления защиты оборудования от коррозии.

БДР состоит из двух насосов (насос-дозатор, который непрерывно дозирует ингибиторы коррозии в оборудование, и шестереночный насос, который заполняет технологические емкости ингибиторами и обеспечивает их перемешивание), расходной емкости (отвечает за ввод определенного количества реагентов за установленный промежуток времени) и технологической емкости (отвечает за хранение и подогрев ингибитора).

Методы ввода ингибиторов в трубопровод или оборудование делятся на [2]:

- метод постоянного дозирования;
- метод постоянного дозирования с предварительной ударной дозировкой;
- метод пробковых технологий;
- метод периодической подачи;
- метод закачки в пласт.

Для защиты трубопроводов от коррозии наиболее часто используется метод постоянного дозирования ингибиторов, в котором подача реагента в трубопровод осуществляется с помощью дозирующей установки в постоянном режиме.

Метод периодической подачи ингибитора используется для защиты скважины от коррозии. В данном методе подача реагента осуществляется

серией закачки ингибитора в затрубное пространство скважины с выставленной частотой, которая зависит от производительности скважины.

Метод закачки ингибитора в пласт осуществляется за счет подачи реагента в призабойную зону пласта, где он впоследствии адсорбируется. Далее идет процесс фильтрации жидкости призабойной зоны, начинается процесс десорбции и ингибитор высвобождается, попадает в скважины и обеспечивает защиту от коррозии.

В настоящее время известно, что десятки веществ и смесей на их основе являются эффективными замедлителями коррозии. Прогресс в создании новых смесей ингибиторов коррозии уже достигнут. Но стоит отметить и недостатки, к которым можно отнести сложность подбора правильного реагента, отсутствие универсального ингибитора коррозии.

### Список использованной литературы

1. Антипова В. А., Левашова В. И. Разработка ингибиторов сероводородной коррозии нефтедобывающего оборудования // Нефтехимия. – 2003.
2. Булчаев Н. Д. Методы борьбы с коррозией металлов в условиях нефтедобычи // журнал The Second European Conference on Earth Sciences № 5. – 2015. 56-65 с.
3. Вигдорович В. И., Стрельникова К. О. Критерий оценки защитной эффективности ингибиторов коррозии // Конденсированные среды и межфазные границы. – 2011. с. 24-28.
4. Габитов А. И. Итоги и перспективы в теории и практике борьбы с коррозией. – Уфа: Гос. изд-во научно-технической литературы «Реактив». – 1998.
5. Ибрагимов Н. Г., Хафизов А. Р., Шайдаков В. В. и др. Осложнения в нефтедобыче. – Уфа: ООО Изд-во научно-технической литературы «Монография». – 2003.
6. Рахманкулов Д. Л., Бугай Д. Е., Габитов А. И. и др. Ингибиторы коррозии. Основы теории и практики применения. – Уфа: Гос. изд-во научно-технической литературы «Реактив». – 1997.
7. Розенфельд И. Л. Ингибиторы коррозии. М.: Химия. – 1977.
8. Сухотин А. М., Арчаков Ю. И. Коррозионная стойкость оборудования химических производств. Нефтеперерабатывающая промышленность: Справочное руководство. Л.: Химия. 1990. с. 400.
9. Улиг Г. Г., Ревы Р. У. Коррозия и борьба с ней. Введение в коррозионную науку и технику: Пер. с англ./Под ред. А. М. Сухотина. — Л.: Химия, 1989.— Пер. изд., США, 1985. — 456 с.

### PROTECTION OF OILFIELD EQUIPMENT AND PIPELINES WITH CORROSION INHIBITORS

*S. N. Kirakosyan*, 2nd year Master's student,  
Institute of Civil Protection at the Udmurt State University

**Abstract.** One of the problems of the oil and gas industry is the corrosion of metals, which make up all oil equipment. Every year, oil industry enterprises suffer huge losses due to corrosion. The factors accompanying the appearance of metal corrosion are the high aggressiveness of the products. The use of corrosion inhibitors is the most effective way to combat corrosion in various environments. Nowadays, there are many different inhibitors, as well as methods of supplying reagents to oil equipment or pipelines. But there is no universal inhibitor, which in turn complicates the selection of the right reagent and the safety of equipment.

**Keywords:** corrosion of metals, inhibitors, aggressive environment, protective effect, feeding methods, oil and gas industry.

### References

1. Antipova V. A., Levashova V. I. Development of hydrogen sulfide corrosion inhibitors of oil-producing equipment //Petrochemistry. - 2003.
2. Bulchaev N. D. Methods of combating metal corrosion in oil production conditions // journal of The Second European Conference on Earth Sciences No. 5. – 2015. 56-65 p.
3. Vigdorovich V. I., Strelnikova K. O. Criterion for evaluating the protective effectiveness of corrosion inhibitors //Condensed media and interphase boundaries. - 2011. pp. 24-28.
4. Gabitov A. I. Results and prospects in the theory and practice of corrosion control. – Ufa: State Publishing House of scientific and technical literature "Reactiv". – 1998.
5. Ibragimov N. G., Hafizov A. R., Shaidakov V. V. et al. Complications in oil production. – Ufa: Publishing House of scientific and technical literature "Monograph" LLC. - 2003.
6. Rakhmankulov D. L., Bugai D. E., Gabitov A. I. et al. Corrosion inhibitors. Fundamentals of theory and practice of application. – Ufa: State Publishing House of scientific and technical literature "Reactiv". - 1997.
7. Rosenfeld I. L. Corrosion inhibitors. M.: Chemistry. – 1977.
8. Sukhotin A.M., Archakov Yu. I. Corrosion resistance of chemical production equipment. Oil refining industry: Reference manual. L.: Chemistry. 1990. p. 400.
9. Ulig G. G., Revi R. U. Corrosion and the fight against it. Introduction to Corrosion Science and Technology: Trans. from English./Edited by A.M. Sukhotin. — L.: Chemistry, 1989.— Per. ed., USA, 1985. — 456 p.

УДК 622.24

## РЕШЕНИЕ ПРОБЛЕМ УПРАВЛЕНИЯ ЦЕЛОСТНОСТЬЮ ТРУБОПРОВОДОВ С ПОМОЩЬЮ РИСК-ОРИЕНТИРОВАННЫХ ПОДХОДОВ

*О. А. Курасов*, аспирант 2 курса,  
Национальный исследовательский Томский политехнический университет,  
634050, г. Томск, пр. Ленина, 30, kurasov@tpu.ru

**Аннотация.** Управление целостностью трубопроводов является критически важным процессом для обеспечения безопасной и надежной работы трубопроводного транспорта углеводородов. Однако традиционные подходы к управлению целостностью трубопровода могут оказаться неэффективными для выявления и снижения всех потенциальных угроз. В этой статье рассматриваются проблемы, возникающие при управлении целостностью трубопроводных систем, и в качестве более эффективного решения предлагаются подходы, основанные на оценке риска, используя которые операторы трубопроводов могут распределять ресурсы в наиболее важных областях и принимать обоснованные решения для снижения вероятности и последствий отказов.

**Ключевые слова:** управление целостностью трубопровода, риск-ориентированный подход, безопасность трубопровода, оценка риска, снижение риска.

## ADDRESSING CHALLENGES IN PIPELINE INTEGRITY MANAGEMENT WITH RISK-BASED APPROACHES

*O. A. Kurasov*, 2nd year postgraduate student,  
National Research Tomsk Polytechnic University, Lenina Avenue, 30, 634050,  
Tomsk, Russia, kurasov@tpu.ru

**Abstract.** Pipeline integrity management is a critical process in ensuring safe and reliable pipeline operations. However, traditional approaches to pipeline integrity management may not be effective in identifying and mitigating all potential risks. This paper explores the challenges faced in pipeline integrity management and proposes risk-based approaches as a more effective solution. By utilizing risk-based approaches, pipeline operators can prioritize their resources towards the most critical areas and make informed decisions to reduce the likelihood and consequences of pipeline failures.

**Keywords:** pipeline integrity management, risk-based approach, pipeline safety, risk assessment, risk mitigation.

Pipelines play a critical role in the transportation of natural gas, oil, and other fluids across vast distances. The proper functioning of these pipelines is essential to the smooth operation of many industries and to the economies of numerous countries. However, ensuring the integrity of pipelines is a complex task that involves managing a variety of risks, including those related to corrosion, mechanical damage, and leaks. Traditional approaches to pipeline integrity management have been based on periodic inspection and maintenance, which can be expensive and time-consuming. In recent years, risk-based approaches have emerged as a promising alternative that takes into account the likelihood and consequences of potential failures. This article aims to explore the potential of risk-based approaches to address challenges in pipeline integrity management. Through a review of the current state-of-the-art and the presentation of a case study, and future directions of research in this area are proposed.

Pipeline integrity management is a critical aspect of ensuring safe and reliable operation of oil and gas pipelines. The current state-of-the-art in pipeline integrity management involves the use of traditional approaches such as inspection, maintenance, and repair. However, these approaches have limitations that can result in increased risks and costs. To overcome these limitations, risk-based approaches have been introduced as a newer and potentially more effective method [1].

The current state-of-the-art in pipeline integrity management involves a combination of inspection, maintenance, and repair. Inspection techniques such as visual inspection, ultrasonic testing, magnetic particle inspection, and radiography are used to detect defects such as corrosion, cracks, and leaks. Maintenance activities such as cleaning, coating, and cathodic protection are performed to prevent further degradation of the pipeline. Repair activities such as patching, welding, or replacement are carried out to restore the pipeline to its original condition.

Despite their effectiveness, traditional pipeline integrity management approaches have limitations. Inspections are time-consuming and expensive, requiring shutdowns of the pipeline for extended periods. Additionally, inspections may not detect all defects, especially those that are hidden or located in hard-to-reach areas. Maintenance activities are also costly and may not always prevent further degradation of the pipeline. Repairs may require extensive excavation and replacement, resulting in significant downtime and costs.

Risk-based approaches have been introduced as a newer and potentially more effective method for pipeline integrity management. These approaches involve assessing the risks associated with pipeline defects and prioritizing them based on their likelihood and consequences. By focusing resources on high-risk areas, risk-based approaches can reduce costs and increase pipeline safety.



One popular risk-based approach is the Risk-Based Inspection (RBI) approach. RBI involves analyzing the probability and consequences of pipeline failures and using this information to prioritize inspection activities. This approach can help identify defects that pose the highest risks and enable early detection and repair.

Another risk-based approach is the Fitness-for-Service (FFS) approach. FFS involves evaluating the structural integrity of a pipeline component and determining its fitness for continued service. This approach can help determine whether to replace, repair or continue operating a damaged component.

The methodology used to assess pipeline integrity using a risk-based approach involves several steps that include identifying, analyzing, and prioritizing risks associated with pipeline integrity.

**Identification of risks:** The first step in the methodology is to identify potential risks associated with the pipeline. This includes identifying possible defects and failure modes that could occur. These risks can be identified through various means such as inspection data, historical failure data, and expert opinion.

**Risk analysis:** Once the risks have been identified, the next step is to analyze them to determine their likelihood and consequences. This involves estimating the probability of occurrence and the impact of each risk on the pipeline's operation and safety. Analytical tools such as fault tree analysis, event tree analysis, and probability assessments can be used for this purpose [2].

**Risk prioritization:** After analyzing the risks, the next step is to prioritize them based on their likelihood and consequences. This involves assigning a risk level to each identified risk and determining the criticality of each risk. Risks with higher criticality should be given priority for further action.

**Mitigation strategies:** Based on the prioritized list of risks, appropriate mitigation strategies need to be developed. This may involve implementing preventative measures, repair or replacement of components, or monitoring and inspection activities to seek early detection of any potential failures.

Pipeline observed in this paper is an onshore pipeline that has been in operation for 20 years. The pipeline had undergone regular inspections and maintenance activities using traditional approaches. However, a recent inspection identified several areas of corrosion and wall thinning along the pipeline. The traditional approach would have required extensive excavation and replacement of the corroded sections of the pipeline to restore its integrity.

Using the risk-based approach, a detailed analysis of the risks associated with the corroded sections was conducted. The probability and consequences of a failure were estimated, and mitigation strategies were developed based on the prioritized list of risks. The risk-based approach identified that some of the corroded sections were at low risk of failure and could continue to operate safely with regular monitoring.

The comparison between the traditional approach and the risk-based approach showed that the risk-based approach was more cost-effective and efficient. The traditional approach would have required extensive excavation and replacement of the corroded sections, resulting in significant downtime and costs. In contrast, the risk-based approach enabled early detection of potential failures, allowing for targeted repair and monitoring activities, thereby reducing costs and improving pipeline safety.

The risk-based approach offers several benefits over traditional approaches. It enables early detection and targeted mitigation of high-risk areas, reducing costs and improving pipeline safety. It can also be applied to different types of pipelines and conditions, making it a versatile approach. Additionally, the risk-based approach can prioritize inspection activities, reducing downtime and disruption to pipeline operations.

However, the risk-based approach requires sophisticated analytical tools and expertise, which may not be available to all pipeline operators. The methodology also relies on accurate data to identify and prioritize risks, which may not always be available. Furthermore, the risk-based approach can be subjective and open to interpretation, which can affect the accuracy of risk prioritization.

In conclusion, the risk-based approach offers several benefits over traditional approaches, including increased cost-effectiveness, targeted mitigation of high-risk areas, and prioritization of inspection activities. The use of sophisticated analytical tools and expertise is required to implement the methodology effectively.

Future research directions in this area could include the development of more accurate and reliable predictive models for estimating probabilities and consequences of pipeline failures. There is also a need for more research on how to effectively integrate different types of data sources and technologies into the risk-based approach to improve its accuracy and efficiency.

Overall, the importance of risk-based approaches in addressing challenges in pipeline integrity management cannot be overstated. By implementing appropriate mitigation strategies based on the prioritized list of risks, we can reduce costs and ensure safe and reliable operation of pipelines.

## References

1. Kurasov, O. A. Analysis and control of strength, resource and risks parameters of safe operation of hazardous production facilities / O. A. Kurasov. – Direct text. // Сборник тезисов XII Международной научно-практической конференции, Ижевск, 15 апреля 2022 года. – Ижевск: Ижевский институт компьютерных исследований, 2022. – P. 50-52.
2. Kurasov, O. A. Formation of industrial safety requirements for gas transportation and storage facilities / O. A. Kurasov. – Direct text. // Транспортные и

- транспортно-технологические системы : Материалы Международной научно-технической конференции. В 2-х томах, Тюмень, 21 апреля 2022 года. Vol. I. – Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2022. – P. 44-45.
3. Kurasov, O. A. Substantiation of methods of improving safety of pipeline gas transportation / O. A. Kurasov, P. V. Burkov. – Direct text. // E3S Web of Conferences, Saint Petersburg, 31 мая – 06 2021 года. – Saint Petersburg, 2021. – DOI 10.1051/e3sconf/202126601012.

### **Список использованной литературы**

1. Kurasov, O. A. Analysis and control of strength, resource and risks parameters of safe operation of hazardous production facilities / O. A. Kurasov. – Текст : непосредственный. // Сборник тезисов XII Международной научно-практической конференции, Ижевск, 15 апреля 2022 года. – Ижевск: Ижевский институт компьютерных исследований, 2022. – P. 50-52.
2. Kurasov, O. A. Formation of industrial safety requirements for gas transportation and storage facilities / O. A. Kurasov. – Текст : непосредственный. // Транспортные и транспортно-технологические системы : Материалы Международной научно-технической конференции. В 2-х томах, Тюмень, 21 апреля 2022 года. Vol. I. – Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2022. – P. 44-45.
3. Kurasov, O. A. Substantiation of methods of improving safety of pipeline gas transportation / O. A. Kurasov, P. V. Burkov. – Текст : непосредственный. // E3S Web of Conferences, Saint Petersburg, 31 мая – 06 2021 года. – Saint Petersburg, 2021. – DOI 10.1051/e3sconf/202126601012.

УДК 622.24

## МИНИМИЗАЦИЯ РИСКОВ И ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИ ПОДГОТОВКЕ ПРИРОДНОГО ГАЗА

*О. А. Курасов*, студент 2 курса аспирантуры,  
Национальный исследовательский Томский политехнический университет,  
634050, г. Томск, пр. Ленина, 30, kurasov@tpu.ru

**Аннотация.** В данной статье рассматриваются методы минимизации рисков и повышения эффективности при подготовке природного газа. Описаны меры, направленные на предотвращение аварийных ситуаций и экологических катастроф, такие как создание системы мониторинга и контроля, обучение персонала правилам безопасности, техническое обслуживание оборудования и определение зон повышенного риска. Также рассмотрены методы повышения эффективности производства, включая оптимизацию производственных процессов, улучшение качества газа и снижение потерь при транспортировке.

**Ключевые слова:** природный газ, минимизация рисков, повышение эффективности, безопасность, техническое обслуживание, автоматизация.

Минимизация рисков при подготовке природного газа включает в себя ряд мероприятий, направленных на предотвращение возможных аварийных ситуаций и экологических катастроф, связанных с добычей, транспортировкой и переработкой газа.

Одним из основных методов минимизации рисков является создание системы мониторинга и контроля за всеми этапами производства, которая позволяет оперативно выявлять возможные неисправности и реагировать на них. Эта система должна охватывать все стадии производства, начиная от добычи газа и заканчивая его транспортировкой и использованием.

Важным аспектом минимизации рисков является обучение персонала правилам безопасности. Работники должны знать, какие меры следует принимать в случае аварийных ситуаций и как работать с оборудованием, чтобы минимизировать риски возникновения неисправностей.

Техническое обслуживание оборудования — это еще один важный аспект минимизации рисков. Регулярное техническое обслуживание позволяет выявлять и устранять возможные неисправности в оборудовании, которые могут привести к аварийным ситуациям. Также необходимо использовать только проверенные и сертифицированные компоненты и материалы, что также помогает минимизировать риски [1].

Еще одним методом является разработка планов экстренного реагирования на возможные аварийные ситуации. Эти планы должны быть разрабо-

таны заранее и включать в себя меры по предотвращению распространения опасных веществ, эвакуации персонала, ликвидации последствий и т.д.

Повышение эффективности при подготовке природного газа — это процесс, направленный на улучшение качества газа и снижение затрат на его добычу, транспортировку и переработку. Для достижения этой цели необходимо использовать передовые технологии, оптимизировать производственные процессы и методы транспортировки, а также улучшать качество газа [2].

Одним из методов повышения эффективности является оптимизация производственных процессов. Это может быть достигнуто путем автоматизации систем управления и мониторинга, установки нового оборудования, а также применения передовых технологий. Автоматизация систем управления и мониторинга позволяет сократить количество ошибок и неисправностей, что уменьшает время и затраты на их исправление. Установка нового оборудования, способного выполнять более точную и быструю работу, также может повысить эффективность производства [3].

Еще одним методом повышения эффективности является улучшение качества газа. Это может быть достигнуто путем применения различных методов очистки. Например, использование мембранных фильтров или химических реагентов позволяет удалить из газа вредные примеси, что повышает его качество и снижает риск возникновения аварийных ситуаций.

Также можно повысить эффективность путем снижения потерь газа при транспортировке. Для этого необходимо оптимизировать маршруты и методы транспортировки, а также использовать передовые технологии транспортировки газа.

Важным аспектом повышения эффективности является также экономия ресурсов. Например, использование энергоэффективных технологий и оборудования позволяет снизить расход энергии и воды, что улучшает экологические показатели и снижает затраты на производство.

Таким образом, для успешной подготовки природного газа необходимо минимизировать риски и повышать эффективность. Для достижения этой цели необходимо проводить регулярное техническое обслуживание оборудования, использовать проверенные компоненты и материалы, а также оптимизировать производственные процессы и методы транспортировки. Кроме того, необходимо обучать персонал правилам безопасности и разрабатывать планы экстренного реагирования на возможные аварийные ситуации.

### **Список использованной литературы**

1. Курасов, О. А. Модернизация проектного решения участка газотранспортной системы месторождения от установки подготовки газа до газораспределительного пункта / О. А. Курасов. – Текст : непосредственный. // Проблемы геологии и освоения недр : Труды XXIV Международного симпозиума имени

академика М.А. Усова студентов и молодых учёных, посвященного 75-летию Победы в Великой Отечественной войне, Томск, 06–10 апреля 2020 года. Том 2. – Томск: Национальный исследовательский Томский политехнический университет, 2020. – С. 519-521.

2. Курасов, О. А. Современное состояние проблем и методов обеспечения техногенной безопасности опасных производственных объектов магистрального трубопроводного транспорта газа / О. А. Курасов. – Текст : непосредственный. // Проблемы геологии и освоения недр : Труды XXV Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 120-летию горно-геологического образования в Сибири, 125-летию со дня основания Томского политехнического университета, Томск, 05–09 апреля 2021 года. Том 2. – Томск: Национальный исследовательский Томский политехнический университет, 2021. – С. 412-413.

3. Kurasov, O. A. Assessment of structural reliability and security evaluation of gas pipelines on the risk criteria of accidents and disasters / O. A. Kurasov, P. V. Burkov. – Текст : непосредственный. // Новые технологии - нефтегазовому региону : материалы Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых. В IV т., Тюмень, 30 мая 2022 года. Vol. I. – Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2022. – P. 204-206.

## REDUCING RISKS AND IMPROVING EFFICIENCY OF NATURAL GAS TREATMENT

*O. A. Kurasov*, 2nd year PhD student,  
National Research Tomsk Polytechnic University, Lenina Avenue, 30, 634050,  
Tomsk, Russia, kurasov@tpu.ru

**Abstract.** This article discusses methods for minimizing risks and improving efficiency in natural gas treatment. Measures aimed at preventing accidents and environmental disasters are described, such as establishing a monitoring and control system, training personnel in safety rules, equipment maintenance, and identifying high-risk areas. Methods to improve production efficiency, including optimization of production processes, improvement of gas quality, and reduction of transportation losses are also discussed.

**Keywords:** natural gas, risk minimization, efficiency improvement, safety, maintenance, automation.

## References

1. Kurasov, O. A. Design improvement of the gas transportation system from the gas treatment unit to the gas distribution plant / O. A. Kurasov. – Direct text. //

XXIV Usov International Scientific Symposium “Problems of Geology and Sub-surface Development”, 2020. – pp. 519-521.

2. Kurasov, O. A. Current State of Problems and Methods of Ensuring the Technogenic Safety of Hazardous Production Facilities of the Main Pipeline Gas Transportation / O. A. Kurasov. – Direct text. // XXV Usov International Scientific Symposium “Problems of Geology and Subsurface Development”, 2021. – pp. 412-413.

3. Kurasov, O. A. Assessment of structural reliability and security evaluation of gas pipelines on the risk criteria of accidents and disasters / O. A. Kurasov, P. V. Burkov. . – Direct text. // International Scientific and Practical Conference of Students, Graduate Students and Young Scientists “New Technologies — Oil and Gas Region”, 2022. – pp. 204-206.

УДК 338.001.36

## **АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ОСНОВНЫХ ФОНДОВ ПАО «РОСНЕФТЬ» ПО ОТЧЕТНОСТИ ЗА 2019-2021 ГГ.**

*О. В. Лихачева*, студент 4 курса

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

e-mail: likhachevaolga2001@gmail.com

*Д. С. Крюков*, студент 4 курса

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

e-mail: ivan.ivanov.200026@gmail.com

*Н. А. Алексеева*, д.э.н., профессор кафедры РЭНГМ

Институт нефти и газа им. М.С. Гуцериева ФГБОУ ВО «УдГУ»,  
заведующая кафедрой организации производства и экономического анализа

ФГБОУ ВО УдГАУ,

научный руководитель

e-mail: 497477@mail.ru

**Аннотация.** Основные средства являются важнейшими экономическими ресурсами любого производства. Нефтегазовая отрасль относится к капиталоемким отраслям экономики, поэму анализ использования основных средств всегда является актуальным для дальнейшего принятия управленческих решений. В статье проведен анализ эффективности использования основных фондов ПАО «НК «РОСНЕФТЬ» по отчетности за 2019-2021 гг. В 2020 г. наблюдается резкое изменение основных показателей в сторону ухудшения, что связано в первую очередь со снижением добычи из-за падения спроса и цен на нефть в результате вспышки коронавируса COVID-19.

**Ключевые слова:** ПАО НК «Роснефть», использование основных фондов, влияние COVID-19 на экономику нефтегазодобывающих компаний, ограничения ОПЕК.

ПАО НК «Роснефть» – лидер российской нефтяной отрасли и крупнейшая публичная нефтяная компания мира (по объемам добычи среди публичных компаний с листингом на западных фондовых биржах). Основными видами деятельности компании являются поиск и разведка месторождений углеводородов, добыча нефти, газа, газового конденсата, реализация проектов по освоению морских месторождений, переработка добытого сырья, реализация нефти, газа и продуктов их переработки на территории России и за ее пределами.

Основные средства являются важнейшими экономическими ресурсами любого производства. При эффективном распределении основных средств на предприятии улучшаются технико-экономические и финансовые показатели производства, а также снижается себестоимость и трудоёмкость изготовления,



увеличивается объём выпуска продукции и прибыль. Именно поэтому анализ эффективности использования основных средств актуален для предприятий.

Рассматриваемые в статье показатели движения и использования основных средств ПАО НК «Роснефть» приведены на рисунке 1, их можно разделить на три группы: показатели движения, показатели состояния и показатели эффективности использования.



Рис. 1. Показатели движения и использования основных средств

Исходные данные для расчета, полученные из консолидированной финансовой отчетности ПАО «НК «Роснефть» за 2019, 2020, 2021 гг. [1] представлены в таблице 1.

Таблица 1. Исходные данные для расчета

Год	Выручка от реализации, млрд руб.	Численность работников, млрд руб.	Стоимость, млрд руб.											
			Основные производственных фондов	Основные средств (ОС)	Вновь поступивших ОС	ОС на конец периода	Выбывших ОС	ОС на начало периода	Стоимость ликвидированных ОС	Стоимость выбывших в результате износа ОС	Стоимость вновь поступивших ОС	Остаточная стоимость ОС	Первоначальная стоимость ОС	Сумма начисленного износа ОС, млрд руб.
2021	8561	396400	10495	10585	1018	10585	5025	10405	595	62	1018	10343	15104	4761
2020	5628	355900	9554	10401	959	10401	4470	8706	866	524	959	8182	15363	7181
2019	8676	315400	8568	8706	994	8713	3853	8442	575	31	994	8411	13119	4708

Расчеты проведены согласно методике, изложенной в учебных пособиях [2] и [3]. Результаты расчета показателей движения основных средств приведены в таблице 2.

Таблица 2. Расчет показателей движения основных средств

Год	Квв	Кпр	Квыб	Кл	Кзам	Красш	Кгодн	Кизн
2021	0,096	-0,387	0,483	0,057	0,061	0,939	0,685	0,315
2020	0,092	-0,421	0,513	0,099	0,546	0,454	0,533	0,467
2019	0,114	-0,342	0,456	0,068	0,031	0,969	0,641	0,359

Результаты расчета показателей использования основных средств приведены в таблице 3.

Таблица 3. Расчет показателей использования основных средств

Год	Фондоотдача, млрд руб./млрд руб.	Фондовооруженность, млрд руб./чел.	Фондоемкость, млрд руб./млрд руб.
2021	0,809	0,026	37,770
2020	0,541	0,027	37,253
2019	0,997	0,027	36,814

Анализ изменения данных коэффициентов и показателей по годам позволяет судить об эффективности использования основных фондов и влиянии на нее внешних факторов.

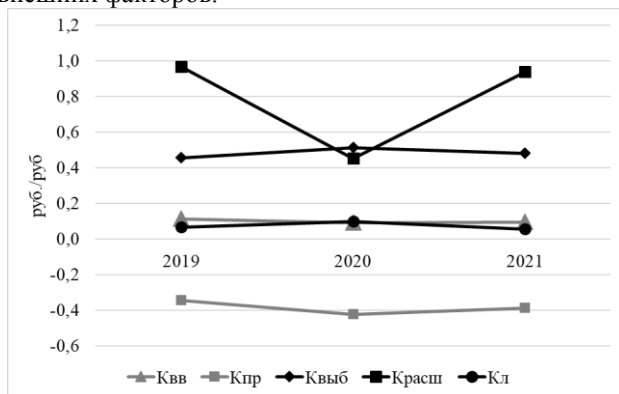


Рис. 2. Динамика изменения показателей движения основных средств

Наблюдается резкое увеличение коэффициента замены Кзам в 2020 г. (в 18 раз), что свидетельствует о сокращении производства и снижении затрат на модернизацию технологических процессов. Это связано прежде всего с ограничениями по COVID-19 и ограничениями ОПЕК.

В том же году по тем же причинам наблюдается снижение коэффициента расширения Красш. Коэффициенты связаны равенством  $Кзам + Красш = 1$ .

Коэффициент ввода имеет невысокие значения – низкие темпы обновления и модернизации ОС. На фоне ограничений COVID-19 и ОПЕК в 2020 г. наблюдается снижение Квв на 20 % по сравнению с 2019 г.

Коэффициент ликвидации Кл не превышает 0,1, при этом график Кл для всего рассматриваемого периода находится ниже графика Квв. Можно сделать вывод, что ликвидированные по причине ветхости или износа ОС компенсируются вновь введенными.

Коэффициент выбытия Квыб из года в год значительно превышает Квв. Это свидетельствует о том, что стоимость ОС уменьшается, т. е. имущества выбывает больше, чем обновляется. Эффективность политики обновления ОС и расширение производства под влиянием внешних факторов снизились на 10 % в 2020 г., а в 2021 г. после послабления ограничений COVID-19 и ОПЕК показатели практически вернулись к своим прежним значениям.

Коэффициент прироста Кпр в течение всего периода сохраняет отрицательное значение, что говорит о том, что в компании очень низкая степень обновления основных средств. В 2020 г. коэффициент прироста снизился почти на 25%, в 2021 г. наблюдается рост данного показателя.

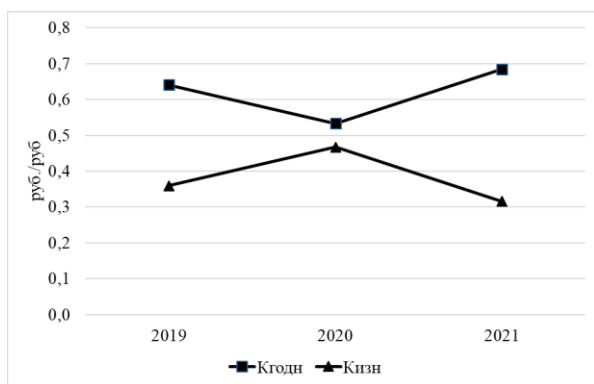


Рис. 3. Динамика изменения показателей технического состояния основных средств

Рекомендуемое значение коэффициента износа Кизн на предприятии не должно превышать значения 0,5. В рассматриваемый период значение коэффициента не превышает 0,47, что входит в границы нормы.

В течение всего периода коэффициент годности Кгодн незначительно, но превышает значение 0,5, что говорит об удовлетворительном техническом состоянии основных средств. Коэффициенты связаны равенством  $Кизн + Кгодн = 1$ .

В 2020 г. наблюдается просадка Кгодн и соответственно рост Кизн более чем на 20%, что связано с ограничениями по COVID-19 и ОПЕК.

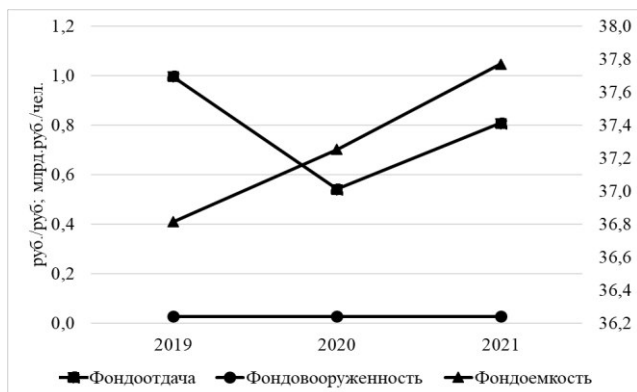


Рис. 4. Динамика изменения показателей эффективности использования основных средств

В 2020 году фондоотдача уменьшилась на 46%, что вполне объяснимо: на фоне всеобщего локдауна продажи нефти сократились, и выручка упала на 35%.

Фондовооруженность на протяжении всех трех лет остается стабильной, что говорит о пропорциональном увеличении стоимости основных производственных фондов и числа работников, то есть затраты на оборудование в расчете на одного работника остаются стабильными [4].

В период 2019-2021 гг. происходит незначительное увеличение фондоёмкости (менее 3 %). Можно сделать вывод, что эффективность использования основных фондов предприятия в целом стабильна.

Таким образом, ситуация в мире безусловно оказывает влияние на движение основных средств ПАО «Роснефть», их техническое состояние, а также эффективность их использования. В 2020 г. наблюдается резкое изменение основных показателей в сторону ухудшения, что связано в первую очередь со снижением добычи из-за падения спроса и цен на нефть в результате вспышки коронавируса COVID-19. В 2021 г. на фоне послабления эпидемиологических ограничений видна положительная динамика изменения основных показателей движения и использования основных средств.

### Список использованной литературы

1. Официальный сайт «Роснефть» [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://www.rosneft.ru/about/Glance/>
2. Технико-экономическое проектирование: учебное пособие/ сост. Н. А. Алексева, С. Ю. Борхович и др. — Ижевск: Изд. центр «Удмуртский университет», 2022. — 120 с.
3. Алексева, Н. А. Комплексный экономический анализ: сборник задач / Н. А. Алексева. - Ижевск, 2022.

4. Алексеева, Н. А. Макроэкономические сдвиги в российской экономике в период экономических санкций / Алексеева Н. А., Истомина Л. А., Редников В. Л. Вестник Удмуртского университета. Серия Экономика и право. - 2022. - Т. 32. - № 3. - С. 403-408.

#### **ANALYSIS OF EFFICIENCY OF USE OF FIXED ASSETS OF ROSNEFT ACCORDING TO THE REPORTING FOR 2019-2021**

*O. V. Likhacheva*, 4th year student

Institute of Oil and Gas named after M.S. Gutseriev, FSBEI HE «UdSU»  
e-mail: likhachevaolga2001@gmail.com

*D. S. Kryukov*, 4th year student

Institute of Oil and Gas named after M.S. Gutseriev, FSBEI HE «UdSU»  
e-mail: ivan.ivanov.200026@gmail.com

*N. A. Alekseeva*, D.E.N., Professor, Department of RENGМ

Institute of Oil and Gas named after M.S. Gutseriev, FSBEI HE «UdSU»,  
Head of the Department of Organization of Production and Economic Analysis,  
FSBEI HE UdGAU, supervisor  
e-mail: 497477@mail.ru

**Abstract.** Fixed assets are the most important economic resources of any production. The oil and gas industry belongs to capital-intensive sectors of the economy, the poem analysis of the use of fixed assets is always relevant for further management decisions. The article analyzed the effectiveness of the use of ROS-NEFT's fixed assets in reporting for 2019-2021. In 2020, there is a sharp change in the main indicators towards deterioration, which is primarily due to a decrease in production due to falling demand and oil prices as a result of the outbreak of the coronavirus COVID-19.

**Keywords:** Rosneft, the use of fixed assets, the impact of COVID-19 on the economy of oil and gas companies, OPEC restrictions.

#### **References**

1. The official website of Rosneft [Electronic resource] – Access mode: <https://www.rosneft.ru/about/Glance/>
2. Technical and economic design: textbook/ comp. N. A. Alekseeva, S. Yu. Borkhovich et al. — Izhevsk: Publishing center "Udmurt University", 2022. — 120 p.
3. Alekseeva, N. A. Complex economic analysis: a collection of tasks / N. A. Alekseeva. - Izhevsk, 2022.
4. Alekseeva, N. A. Macroeconomic shifts in the Russian economy during the period of economic sanctions / Alekseeva N. A., Istomina L. A., Rednikov V. L. Bulletin of the Udmurt University. Economics and Law series. - 2022. - Vol. 32. - No. 3. - pp. 403-408.

УДК 621.311

## **ИНТЕРАКТИВНАЯ МОДЕЛЬ АВТОНОМНОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ЗНАЧЕНИЯ И МЕСТА ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ**

*А. В. Тронин*, магистрант 2 курса  
Институт нефти и газа им. М.С. Гучериева УдГУ  
*С. А. Хорьков*, доцент кафедры теплоэнергетики  
Институт нефти и газа им. М.С. Гучериева УдГУ

**Аннотация.** Интерактивная модель автономной энергосистемы позволяет определять значения и места токов двухфазного и трехфазного короткого замыкания. Модель создана на основе Simple-Scada. Создание модели включило три этапа. На первом этапе разработана интерактивная модель блока газотурбинных электростанций для расчета полного сопротивления схемы замещения, двухфазного и трехфазного действующего и ударного тока короткого замыкания. На втором этапе к этой модели добавлены воздушные линии с условным обозначением потребителей. На третьем этапе проекта реализована функция определения места коротких замыканий на воздушных линиях. Работа интерактивной модели апробирована в течение двух лет. Модель приносит значительный экономический эффект.

**Ключевые слова:** Интерактивная модель, расчет тока короткого замыкания, определение места короткого замыкания.

Короткие замыкания (КЗ) являются одной из основных проблем электроэнергетики. Они приводят к нарушению нормального режима работы энергосистемы, простою производств, выходу из строя оборудования, а так же создают угрозу жизни людей [1].

На предприятиях нефтегазовой отрасли КЗ на воздушных линиях (ВЛ) приводят к простою насосных агрегатов на нефтяных кустовых площадках и снижению добычи углеводородов. Продолжительное отсутствие электроэнергии может привести к замерзанию водоводов и образованию парафинистых осадков в нефтепроводах.

Целью работы является описание этапов создания интерактивной модели энергосистемы, которая по заданным параметрам позволяет рассчитывать значения двухфазных и трехфазных токов КЗ в максимальном и минимальном режимах энергосистемы и определять место повреждения ВЛ по току КЗ [2,3]. Реализация подобной модели удобна в автономной (изолированной) энергосистеме, с собственными источниками генерации, поскольку для точного определения места повреждения необходимо знать полное со-

противление энергосистемы, начиная от источника питания и кончая приемниками электрической энергии. При создании модели необходимо учесть количество работающих генераторов, сопротивления кабельных и воздушных линий, так же – учесть токи подпитки от мощных электродвигателей, работающих напрямую от сети.

Модель разрабатывалась в три этапа для энергосистемы Нефтегазоденсатного промысла Пяяхинского месторождения компании ЛУКОЙЛ. Месторождение находится за полярным кругом в Ямало-Ненецком автономном округе и относится к классу крупных, площадь месторождения составляет 160 км<sup>2</sup>. В качестве источников генерации используются газотурбинные электростанции (ГТЭС) серии «Урал-6000» мощностью 6 МВт. Всего установлено 8 ГТЭС общей мощностью 48 МВт (в перспективе увеличение мощности достигнет 60 МВт). Основной класс напряжения распределительных сетей – 10 кВ, общая протяженность воздушных линий более 120 км.

Из-за географического расположения месторождения в зимние месяцы наблюдаются очень сильные ветра и отрицательные температуры до -50<sup>0</sup>С. Такие погодные условия часто приводят к аварийным ситуациям. В случае, когда КЗ приводит к аварийному отключению ВЛ и неуспешном автоматическом повторном включении (АПВ), оперативно-выездной бригаде в кратчайшие сроки необходимо найти и локализовать место повреждения. Ситуация усложняется из-за ухудшения видимости в полярную ночь и большого количества отпаек от основной ВЛ (один фидер питает большое количество нефтяных и газовых кустовых площадок). Поиск места повреждения часто занимает много часов, поскольку необходимо объехать и осмотреть каждый пролет ВЛ, все разъединители и кабельные перемишки.

В основу интерактивной модели положена система Simple-Scada. Это простая российская SCADA-система, обеспечивает сбор, обработку, архивирование и визуализацию технологических процессов. Главная цель проекта – простота и удобство использования модели для конечного пользователя. В данной SCADA-системе удобно создавать графическую часть, кроме того, она позволяет создавать скрипты на языке Pascal.

На первом этапе проекта была разработана интерактивная модель ГТЭС-48 НГКП Пяяхинского месторождения для автоматического расчета полного сопротивления схемы замещения двухфазного или трехфазного действующего и ударного тока КЗ. На рис.1 показан фрагмент схемы модели ГТЭС-48.

Необходимо было учесть все возможные варианты режимов работы электростанции. В том числе, сбор схемы в кольцо через два токоограничивающих реактора, которые установлены между секциями шин. Для автоматического расчета, в модель необходимо ввести паспортные данные генераторов, параметры токоограничивающих реакторов, марки, сечения и длину

кабельных линий (КЛ) и указать место КЗ, после этого программа покажет результат. Полученные данные токов КЗ можно использовать для расчета уставок релейной защиты (РЗ). Значение полного сопротивления в дальнейшем будет использовано для определения места КЗ на ВЛ.

На втором этапе проекта к модели ГТЭС-48 были добавлены ВЛ, с условным обозначением потребителей. На рис.2 показан фрагмент схемы с фидером Ф-58.

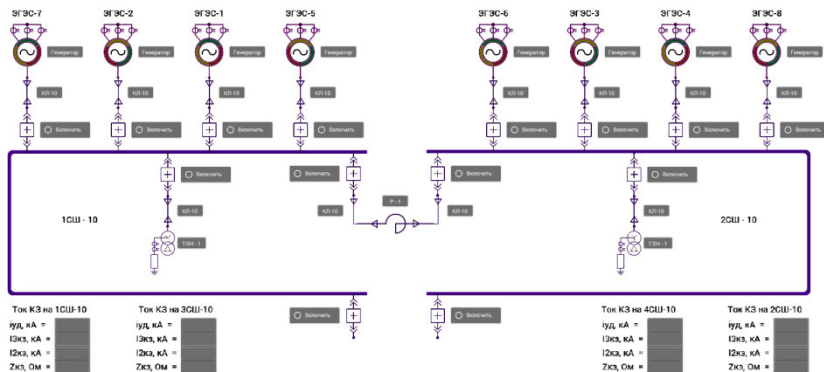


Рис. 1. Окно интерактивной модели ГТЭС-48

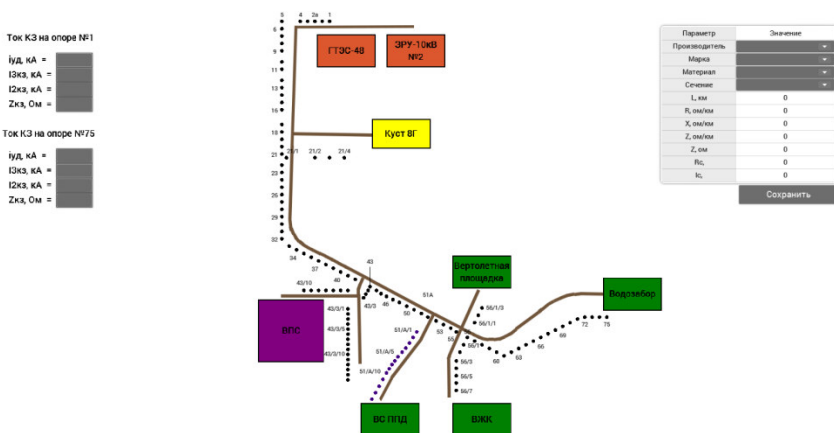


Рис. 2. Окно модели со схемой ВЛ-10 Ф-58



Для расчета токов КЗ в произвольной точке энергосистемы необходимо определить полное сопротивление ВЛ. Значение активного сопротивления берется из паспортных данных проводов. Для расчета индуктивного сопротивления проводов линии использовался упрощенный метод, без учета среднегеометрического расстояния между фазными проводами и габаритов опоры. Опыт эксплуатации показывает, что упрощенный метод дает не более 10% итоговой погрешности. Такое значение приемлемо для практики. Полученные данные токов КЗ можно использовать для расчета уставок РЗ: токовой отсечки, максимальной токовой защиты линии и проверки чувствительности выбранной уставки РЗ.

На третьем этапе проекта реализована функция определения места КЗ на ВЛ. Для этого необходимо ввести в модель значение двухфазного или трехфазного КЗ и программа покажет расстояние до места повреждения от первой опоры линии. На рис.3 показано окно модели с результатом определения места КЗ. Эти данные позволяют оперативно-выездной бригаде на местности уверенно определять места повреждения ВЛ.

	Ток 2-фазного КЗ, кА	Ток 3-фазного КЗ, кА	Место КЗ, км
ВЛ-10 Ф-3	0	0	
ВЛ-10 Ф-17	0	0	
ВЛ-10 Ф-18	0	0	
ВЛ-35 Пякяхинская-1	0	0	
ВЛ-35 Пякяхинская-2	0	0	
ВЛ-10 Ф-53	<b>2.2</b>	0	<b>3.8</b>
ВЛ-10 Ф-55	0	0	
ВЛ-10 Ф-56	0	0	
ВЛ-10 Ф-57	0	0	
ВЛ-10 Ф-58	0	0	
ВЛ-10 Ф-60	0	0	
ВЛ-10 Ф-61	0	0	

Рис. 3. Окно модели с результатом определением места КЗ

Данная программа тестировалась в течение двух лет. Опыт эксплуатации показал, что максимальное отклонение действительного места КЗ от расчетного места КЗ составляет от 100м до 500м. Такой результат позволяет существенно снизить время для поиска и ликвидации аварийной ситуации.

В перспективе, для расчета уставок РЗ от однофазных замыканий на землю, планируется добавление функции расчета суммарного емкостного тока энергосистемы.

## Вывод

1. Интерактивная модель, созданная на основе Simple-Scada, позволяет рассчитывать двухфазные и трехфазные токи КЗ в максимальном и минимальном режимах автономной энергосистемы и определять место повреждения ВЛ по току КЗ.
2. Создание интерактивной модель включило три этапа: на первом этапе разработана интерактивная модель ГТЭС-48 расчета полного сопротивления схемы замещения двухфазного и трехфазного действующего и ударного тока КЗ; на втором этапе добавлены ВЛ, с условным обозначением потребителей; на третьем этапе проекта реализована функция определения места КЗ на ВЛ.
3. Работа интерактивной модели апробирована в течение двух лет; модель приносит значительный экономический эффект.

## Список использованной литературы

1. Солонина, Н.Н. Повышение надежности функционирования автономных систем электроснабжения / Н.Н.Солонина, К.В. Суслов, А.С.Смирнов // Вестник Иркутского государственного технического университета, 2012 №10(69). С. 240-245.
2. Романюк, Ф.А. Определение зоны повреждения по уровню токов короткого замыкания / Ф.А. Романюк, Е.В. Булойчик, М.А. Шевалдин // Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. 2018. Т. 61, № 5. С. 396-407. Режим доступа <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2018-61-5-369-407>.
3. Казакул, А.А. Промышленные программно-вычислительные комплексы в электроэнергетике. Методические указания для самостоятельной работы студентов / сост. А.А. Казакул Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2013. 88с.

## INTERACTIVE MODEL OF AUTONOMOUS POWER SYSTEM FOR DETERMINING THE VALUE AND PLACE OF SHORT CIRCUIT CURRENTS

*A. V. Tronin, undergraduate 2nd year*

*Institute of Oil and Gas. M.S. Gutseriev UdSU*

*S. A. Khorkov, Associate Professor, Department of Thermal Power Engineering  
Institute of Oil and Gas. M.S. Gutseriev UdSU*

**Abstract.** An interactive model of an autonomous power system allows you to determine the values and locations of two-phase and three-phase short-circuit currents. The model is based on Simple-Scada. The creation of the model included three stages. At the first stage, an interactive model of a block of gas turbine power plants was developed to calculate the total resistance of the replacement circuit,

two-phase and three-phase acting and shock short-circuit current. At the second stage, overhead lines with the symbol of consumers were added to this model. At the third stage of the project, the function of determining the location of short circuits on overhead lines was implemented. The interactive model has been tested for two years. The model brings a significant economic effect.

**Keywords:** Interactive model, calculation of the short-circuit current, determination of the short-circuit location.

### References

1. Solonina, N.N. Improving the reliability of autonomous power supply systems/ N.N.Solonina, K.V. Suslov, A.S.Smirnov // Bulletin of the Irkutsk State Technical University, 2012 No. 10(69). pp. 240-245.
2. Romanyuk, F.A. Determination of the damage zone by the level of currents of the short circuit / F.A. Romanyuk, E.V. Buloychik, M.A. Shevaldin // Energy. Izv. higher. studies. institutions and energy associations of the CIS. 2018. vol. 61, No. 5. pp. 396-407. Access mode <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2018-61-5-369-407>.
3. Kazakul, A.A. Industrial software and computing complexes in the electric power industry. Methodological guidelines for independent work of students / comp. A.A. Kazakul Blagoveshchensk: Amur State University, 2013. 88 p.

УДК 331.2

## ПЕРСОНАЛ И ОПЛАТА ТРУДА ПРЕДПРИЯТИЙ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА

*Е. А. Янаев*, студент 1 курса магистратуры  
Институт экономики и управления  
Удмуртского государственного университета  
426034, г. Ижевск, ул. Университетская, 1  
e-mail: evgenyuaraev@yandex.ru

**Аннотация.** Актуальность на выбранную проблематику связана с влиянием эффективности системы оплаты труда на уровень производительности труда сотрудников, а также содействию решения трудовых задач в рамках производственной деятельности предприятия. В рамках статьи рассмотрены теоретические аспекты понятия «оплата труда». Проанализировано оплата труда предприятий нефтегазового комплекса на примере ПАО «Татнефть» за период 2019-2021гг. Выявлены основные проблемы, которые препятствуют эффективному функционированию системы оплаты труда персонала на нефтегазовых предприятиях. Предложены рекомендации, способствующих совершенствованию системы оплаты труда и решения актуальных проблем при оплате труда персонала российских нефтегазовых предприятий.

**Ключевые слова:** Персонал, система оплаты труда, нефтегазовый комплекс, ПАО «Татнефть», проблемы, мероприятия

В современных условиях система оплаты труда персонала тесно взаимосвязана с финансово-хозяйственной деятельностью предприятия и системой управления персоналом и включает кадровую, правовую, техническую, технологическую, информационную, маркетинговую, интеллектуальную инфраструктуру, а также методическую основу менеджмента. Тем не менее, в системе управления персоналом должное внимание должно отводиться, в первую очередь, организационной структуре управления и оптимизации персонала. От данного вопроса зависит эффективность использования трудовых ресурсов в производственной деятельности предприятия [1].

Проблемы организации оплаты труда имеются практически на каждом предприятии, поэтому тема работы является актуальной.

Целью работы является анализ персонал и системы оплата труда предприятий нефтегазового комплекса.

Методология. Обоснованность, достоверность и аргументация подходов по оценке системы оплаты труда на предприятиях нефтегазового комплекса с использованием комплексного подходов к исследованию. Методи-

ческой основой исследования являются труды отечественных ученых занимающиеся данным вопросом: Кулякина Е.Л., Коробова А.В. [1], Кибитцева А.С. [2], Поварова Л.В., Самарин М.А., Тараник Р.А.[3], Федотов М.С.[5]. Используются методы системного и ситуационного анализа.

Трудовые ресурсы предприятия – совокупность работников различных профессионально-квалификационных групп, занятых на предприятии и входящих в его списочный состав. В случае успешного решения вопросов в системе управления персоналом обеспечивается высокий уровень производительности труда [2].

Понятие «оплата труда» означает ту часть системы материальной мотивации персонала, в рамках которого проводится распределение финансовых доходов и результатов коммерческой деятельности предприятия между сотрудниками, которые задействованы в бизнес-процессы и операционный процесс. Данное распределение денежных средств происходит в соответствии с затратами человеческого капитала сотрудников, которые направлены на качественное выполнение поставленных и задач и проведение эффективной трудовой деятельности. Главным источником функционирования системы оплаты труда персонала является фонд оплаты труда [3].

Каждому сотруднику компании важно получать достойную оплату труда за свою проделанную работу. Именно оплата труда выступает основой материальной системы мотивации. Она позволяет сотрудникам удовлетворять свои базовые человеческие потребности, поддерживая трудовую функциональность и работоспособность. Поэтому в случае проблем системы оплаты труда снижается не только вовлеченность персонала и его удовлетворенность работой, но и уровень эффективности трудовых процессов.

Можно выделить следующие демотивирующие факторы производительности трудовой деятельности персонала, которые связаны с управлением системой оплаты труда [5]:

- необъективность финансовых поощрений за проделанную работу;
- текущий формат и условия формирования размера заработной платы;
- низкий уровень моральной мотивации у сотрудников.

Работники нефтегазового комплекса получают одни из самых высоких заработных плат в Российской Федерации, поскольку они работают с временным производственным фактором. Основными крупными предприятиями нефтегазового комплекса России являются: ПАО «Газпром», ПАО «Газпром-нефть», ПАО «НК Роснефть», ПАО «Татнефть», ПАО «Нефтяная компания «Лукойл», ОАО «Сургутнефтегаз» и др. Подробнее остановимся на системе оплаты труда ПАО «Татнефть» [4].

ПАО «Татнефть» определяет оплату труда, как неотъемлемую часть системы материального и нематериального стимулирования персонала, которая позволяет предприятию поддерживать высокую конкурентоспособность

за счет привлечения и удержания квалифицированных и мотивированных сотрудников [4].

Основной доход персонала формируется за счет заработной платы и социального пакета (рисунок 1).



Рис. 1. Основной доход персонала в период 2019-2021гг. [4]

Зарботная плата включает постоянную (тарифная) и переменную (премиальная) часть. Постоянная часть формируется в соответствии с единой тарифной сеткой. Социальный пакет предоставляет сотрудникам соответствующий объем медицинских и других социальных гарантий. На рисунке 1 представлена статистика фонда оплаты труда и размер социальных выплат в ПАО «Татнефть» за 2019-2021гг. За 2022 год данные отсутствуют.

Основываясь на рисунке 1 можно сделать вывод, что фонд оплаты труда с каждым годом растёт, темп роста с 2019 по 2021гг составил 1,2%, что эквивалентно 10 334 млн. руб. Размер социальных выплат также демонстрирует рост с 2019 по 2021 года, при этом COVID -19 в 2020 году отразился на социальных выплатах Компании и с 2020 года по 2021 наблюдается небольшой спад.

Среднемесячная зарплата сотрудников Компании за 2019-2021гг. отражена на рисунке 2.

Среднемесячная зарплата в период с 2019 по 2021гг стабильно растёт. У мужчин в 2019 году составила 64 086,55, а в 2021 году 80 744,18, рост составил 16 657,63р. У женщин ситуация аналогичная, в 2019 году средняя заработная плата составила 49 537,67, а в 2021 году 57 467,97, рост составил 7 930,3 руб.

Система вознаграждения управленческого персонала формируется с учетом стратегических целей Компании. В настоящее время в целях обеспечения эффективной реализации кадровой политики формируется HR-стратегия Группы «Татнефть» до 2030 года. Политика управления персона-

лом направлена на привлечение и удержание ответственных и профессиональных работников. Развития карьеры, мотивации и оценки результативности работников – одно из ключевых направлений корпоративной системы развития персонала [4].



Рис. 2. Среднемесячная заработная плата в 2019-2021гг., руб. [4]

Исходя из проведенного анализа к проблемам системы оплаты труда российских нефтегазовых предприятий относятся:

- отсутствие системы материальной мотивации, ориентированной на результат;
- конфиденциальность размера оплат труда сотрудников внутри организации;
- слабая сосредоточенность в нормировании труда работников;
- несоблюдение установки зависимости заработной платы от производительности труда.

В рамках решения актуальных проблем системы оплаты труда российских нефтегазовых предприятий рекомендуется использование следующего ряда мероприятий, способствующих совершенствованию системы оплаты труда [5]:

1. Организация и составление подробного плана по введению новой системы оплаты труда на предприятии, чтобы ознакомить с ключевой информацией всех сотрудников, держа их в курсе событий.
2. Определить стимулы мотивации сотрудников и скоординировать их в соотношении с системой оплаты труда.
3. Провести анализ и проверку существующей системы оплаты труда, чтобы ликвидировать из нее показатели, на которые работники не влияют.
4. Разработать и ввести в действие изменение к действующему Положению об оплате труда о премировании сотрудников с наиболее понятными аспектами формирования премии и бонусов.

5. Ежеквартально и/или ежегодно вносить изменения в систему оплаты труда предприятия.

6. Сформировать образ организации в будущем и определить цели по системе «SMART», что идентифицировать их с ключевыми показателями эффективности.

Таким образом, можно сделать следующий вывод: достойная оплата сотрудников на предприятии обеспечивает предпосылки для повышения эффективности и производительности трудовой деятельности [1]. Совершенствование оплаты труда персонала должно включать в себя ряд рекомендаций и направлений, позволяющих увеличить результативность работников и улучшить их вовлеченность к труду. При этом, заключительным решением в рамках совершенствования системы оплаты труда является привязка КРП [2]. Благодаря им происходит повышение эффективности использования трудовых ресурсов при решении стратегических задач предприятия.

### Список использованной литературы

1. Кулякина Е.Л., Коробова А.В. Основные преимущества и недостатки применения различных систем оплаты труда в организациях РФ // Молодой ученый. 2017. №9. С. 419-422.
2. Кибитцева А.С. Формирование и развитие кадрового резерва// Студенческий. – 2020. – № 2-2 (88). –С. 21.
3. Поварова Л.В., Самарин М.А., Тараник Р.А. Охрана труда в нефтегазовой промышленности на буровых установках в условиях Крайнего Севера // Булатовские чтения. 2021. Т. 2. С. 245-252.
4. Персонал. Официальный сайт ПАО «Татнефть» [Электронный ресурс] URL: [https://www.tatneft.ru/sustainable\\_development/personnel/remuneration](https://www.tatneft.ru/sustainable_development/personnel/remuneration) (дата обращения: 04.04.2023)
5. Федотов М.С. Понятие и функции оплаты труда // Молодой ученый. 2020. № 20 (310). С. 456-460.

### PERSONNEL AND REMUNERATION OF OIL AND GAS COMPLEX ENTERPRISES

*E. A. Yurayev*, 1st year master's student  
Institute of Economics and Management, Udmurt State University

**Abstract.** The relevance of the chosen issue is related to the impact of the efficiency of the remuneration system on the level of employee productivity, as well as the promotion of solving labor problems within the framework of the company's production activities. Within the framework of the article, the theoretical



aspects of the concept of "remuneration" are considered. The remuneration of oil and gas complex enterprises is analyzed on the example of PJSC Tatneft for the period 2019-2021. The main problems that hinder the effective functioning of the personnel remuneration system at oil and gas enterprises have been identified. Recommendations are proposed that contribute to the improvement of the remuneration system and the solution of current problems in the remuneration of personnel of Russian oil and gas enterprises.

**Keywords:** personnel, labor payment system, oil and gas complex, PJSC Tatneft, problems, events

### References

1. Kulyakina E.L., Korobova A.V. The main advantages and disadvantages of using various remuneration systems in organizations of the Russian Federation // Young Scientist. 2017. No.9. pp. 419-422.
2. Kibitseva A.S. Formation and development of the personnel reserve// Student. – 2020. – № 2-2 (88). – P. 21.
3. Povarova L.V., Samarin M.A., Taranik R.A. Labor protection in the oil and gas industry on drilling rigs in the conditions of the Far North // Bulatovskie readings. 2021. Vol. 2. pp. 245-252.
4. Staff. Official website of PJSC Tatneft [Electronic resource] URL: [https://www.tatneft.ru/sustainable\\_development/personnel/remuneration](https://www.tatneft.ru/sustainable_development/personnel/remuneration) (accessed: 04.04.2023)
5. Fedotov M.S. The concept and functions of remuneration // Young scientist. 2020. No. 20 (310). pp. 456-460.

## **СЕКЦИЯ 2**

# **ГЕОЛОГИЯ И БУРЕНИЕ В НЕФТЕГАЗОВОМ КОМПЛЕКСЕ**

УДК 622.242

## ТЕНДЕНЦИЯ РАЗВИТИЯ ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ ПЕРЕДВИЖЕНИЯ КУСТОВОЙ БУРОВОЙ УСТАНОВКИ

*М. З. Валитов*, к. т. н., доцент каф. НГО и ТМ  
Альметьевский государственный нефтяной институт  
*А. А. Гарданов*, аспирант 3 курса,  
Альметьевский государственный нефтяной институт  
e-mail: gardanov.almir@mail.ru

**Аннотация.** Проведен анализ существующих устройств и механизмов для передвижения кустовой буровой установки, в результате которого выявлена тенденция из развития и основные нерешенные на сегодняшний день проблемы.

**Ключевые слова:** кустовая буровая установка, устройство передвижения, направляющие рельсы, вышечно-лебедочный блок, эшелон.

В 70–х и 80–х годах вышечно – лебедочный и насосный блоки, как правило, перевозились на трех гусеничных тяжеловозах тракторами. При этом вышка могла оставаться в вертикальном положении, но соединенная страховочными канатами с дополнительными тракторами для предупреждения возможности чрезмерного наклона вышки при уклонах трассы и случайных резких рывках ведущих тракторов [2]. Остальное оборудование на специальных платформах или автомобилях большой грузоподъемностью перевозились отдельно. Когда рельеф местности или дорожные условия не позволяли перемещать буровое оборудование на следующее место бурения выше описанным способом, приходилось перевозить установку мелкими блоками. Этому способствовало то, что значительная часть буровых установок относилась к классу универсальной монтажеспособности.

Разработка и освоение кустовых буровых установок осуществлялось исходя из предъявляемых к ним требований. При этом полнота и перечень требований дополнялся исходя из опыта транспортирования монтажа, передвижения и эксплуатации буровых установок.

В конце 70-х и начале 80-х годов ставилась задача по передвижению по направляющим вышечно-лебедочного блока (ВЛБ) при стационарном расположении насосного блока и циркуляционной системы [16,13].

В начале 80–х годов началось проектирование и производство комплектов кустовых буровых установок, обеспечивающих перемещение ВЛБ по направляющим рельсам специальными длинно ходовыми гидроцилиндрами [1]. При этом ВЛБ специальными гидравлическими домкратами опуска-

лась на колеса. Основные функциональные узлы буровой установки на новую точку бурения транспортировались крупными или мелкими блоками.

В конце 80-х и начале 90-х годов перечень основных требований к кустовым буровым установкам включал комплексное решение задачи подъема, выравнивания и перемещения ВЛБ [13, 4, 6].

При этом фиксация высоты подъема каждого домкрата осуществляется фиксатором домкрата [13], проставкой между упором штока и корпусом домкрата [4] или фиксирующей винтовой парой [6].

Жесткая фиксация опорного узла основания ВЛБ обеспечивает высокую надежность и возможность выравнивания ВЛБ в процессе бурения и перед ее передвижением.

Нерешенными проблемами указанных установок оставались значительные затраты и продолжительность передвижения насосного и энергетического блоков и циркуляционной системы, их монтажа, включая их стыковку между собой.

В 90-х годах началось производство кустовых буровых установок с эшелонным расположением основных функциональных узлов [1, 14, 12]. Такая схема компоновки оборудования исключала монтажные работы по стыковке и соединению трубопроводов и кабелей после передвижки эшелона.

Последовательное расположение функциональных узлов установки, выполненных в виде одного или нескольких блоков, привело к существенному удлинению основания, трубопроводов циркуляционной системы, буровых насосов, компрессорных установок и кабельных линий, увеличению числа стыков. Кроме того, трассировка трубопроводов и кабельных линий через смежные блоки снижает безопасность, площадь и объем рабочего пространства блоков.

Исходя из опыта эксплуатации, анализа существующих конструкций могут быть предложены следующие требования к компоновке кустовых буровых установок:

- минимальные длина направляющей и рабочая площадь эшелона;
- смежное расположение источников энергоносителей (энергетический, насосный и компрессорная блок) с основными потребителями энергоресурсов (лебедка, буровой насос, ротор, скважина);
- снижение до минимума протяженности трубопроводов и кабельных линий;
- снижение до минимума числа стыков труб, а также трассировок трубопроводов и кабелей через смежные блоки.

С целью приближения основных функциональных узлов к ВЛБ разработаны схемы компоновки с расположением эшелона на трех [12] или на четырех [10, 15, 17] направляющих. При этом оборудование эшелона может быть расположено в два [10, 5] или три [15, 11] ряда. Имеется компоновка эшелона на четырех направляющих в два ряда и в двух уровнях [5].

Расположение оборудования на четырех направляющих в два или три ряда приводит к существенному усложнению конструкции и монтажа. Наиболее перспективной можно считать компоновку эшелона из блоков, ширина которых превышает расстояния между направляющими. Такая компоновка позволяет расположить оборудование в средней части блоков с организацией зоны обслуживания и проходов в торцевых участках. Однако, такая компоновка при сокращении длины эшелона не исключает трассировку трубопроводов и кабельных линий через смежные блоки, а также не обеспечивает смежное расположение источников энергоносителей (энергетический блок, насосный блок) с основными потребителями (буровая лебедка, буровые насосы).

С учетом выше указанных требований разработана рациональная компоновка оборудования эшелона [7], в которой насосный блок, емкости хранения и система очистки раствора циркуляционной системы непосредственно примыкают в ВЛБ. Энергетический блок, располагаясь сбоку ВЛБ, обеспечивает электроэнергией оборудование ВЛБ и буровых насосов.

Перемещение кустовой буровой установки при помощи гидроцилиндров осуществляется выполнением 5-8 циклов их работы. При каждом цикле работы происходит захват штоками направляющих и их отсоединение. На первых образцах буровых установок соединение и отсоединение штока от направляющей осуществлялось вручную, например, путем установки соединительных осей [1, 14]. На основании результатов эксплуатации кустовых буровых установок могут быть предложены следующие требования к механизму передвижения:

- автоматический захват и отсоединение соединительного узла штока от направляющей;
- возможность захвата соединительных узлов по всей длине направляющей;
- обеспечение реверса эшелона без расстыковки соединительного узла.

В технических решениях [3, 9] автоматическая стыковка соединительного узла с направляющей осуществляется стопорным механизмом с поворотным устройством. При повороте стопора на  $180^{\circ}$  может осуществляться реверс эшелона.

Недостатком указанных конструкций является необходимость выполнения в направляющих вертикальных или горизонтальных отверстий ответно фиксатору.

Техническое решение [13] обеспечивает захват направляющей по всей ее длине. Однако здесь не обеспечивается перемещение эшелона в обратном направлении.

Наиболее перспективным решением является оснащение механизма перемещения двухсторонним клиновым устройством [8], обеспечивающим все три требования к устройству передвижения.

Таким образом, по результатам анализа компоновочных схем кустовых буровых установок выявлена тенденция из развития, разработаны требо-

вания к оборудованию подъема, выравнивания и перемещения, а также предложены наиболее перспективные схемы расположения оборудования.

### Список использованной литературы

1. Колчерин В.Г., Колесников И.В., Баренбойм Ю.Л., Недельский О.С. Блоч-но-модульные буровые установки Волгоградского завода. Справочное пособие. г. Елабуга, 2009. -528 с.
2. Лесецкий В.А., Ильский А.Л. Буровые машины и механизмы. –М.: Недра, 1980. -391 с.
3. Патент РФ №2378482, 10.01.2010. Абутаев М.Г., Ерошенко С.Е., Ильиных А.И., Рожнов И.М., Скоробогатов В.А., Тверитин Ю.П., Ткачев А.И. Кустовая буровая установка // Патент России №2378482. 2010, бюл. №1
4. Патент РФ №1717787//Арбузов А.П., Плешков П.П., Тихонов В.П. Буровая установка для наземного кустового бурения // Оpub. 03.07.1992, бюл. №9.
5. Патент РФ №133867//Бабан С.Г., Миниханов Р.Ф., Бедняков А.М. Двухярусная двухшелонная установка для кустового бурения нефтяных и газовых скважин // Оpub. 27.10.2013, № 30.
6. Патент РФ №2083794//Батраков В.А., Черепов Г.А. Устройство для перемещения и выравнивания вышечного блока буровой установки //Оpub. 10.07.1997.
7. Патент РФ №2672892// Валитов М.З. Кустовая буровая установка // Оpub. 02.11.2017, бюл. №31.
8. Патент РФ №2705132// Валитов М.З., Гарданов А.А., Кустовая буровая установка // Оpub. 01.09.2019, бюл. №31.
9. Патент РФ №2525566// Валитов М.З., Зацаринный Н.М., Терехов В.Ф. Кустовая буровая установка // Оpub. 20.08.2014, № 23.
10. Патент РФ №2426854// Кустовая буровая установка с упрощенной схемой компоновки// Гисаев А.А., Земцов А.В., Рожнов И.М., Яхшибеков Ф.Р. // Оpub. 20.08.2011, бюл. №23.
11. Патент РФ №102044// Кустовая буровая установка с упрощенной схемой компоновки// Гисаев А.А., Земцов А.В., Рожнов И.М., Яхшибеков Ф.Р. // Оpub. 10.02.2011, бюл. № 4.
12. Патент РФ №81516// Мобильная буровая установка для кустового бурения скважин (варианты)// Гриценко А.Г., Ильиных А.И., Мурахтин В.Л., Тимофеев В.Е. // Оpub. 13.08.2008, бюл. №8.
13. Патент РФ №1218060// Устройство для горизонтирования и перемещения буровой установки по рельсам//Запороженко В.С., Карпунин В.И., Пындак В.И. // Оpub. 15.03.1986. бюл. №10.
14. Патент РФ №51099// Передвижная буровая установка // Ибрагимов Ш.И., Эмрих Е.К., Кавылин Е.В. // Оpub. 27.01.2006, бюл. №3.

15. Патент РФ №2467146// Кустовая буровая установка с упрощенной схемой компоновки // Рожнов И.М.// Оpub. 20.11.2012, бюл. №32.
16. Патент РФ №720131// Основание буровой установки для кустового бурения скважин// Уманчик Н.П., Сидоров Р.В., Порошин В.Г., Калинин В.Н., Бузинов В.Н., Горин А.В. // Оpub. 05.03.1980, бюл. №9.
17. Патент РФ №2693981// Двухэшелонная экологически безопасная буровая установка в арктическом исполнении // Худайнатов Э.Ю., Балашов С.А. // Оpub. 08.07.2019, бюл. №19.

## TREND IN DEVELOPMENT OF EQUIPMENT FOR MOVEMENT OF CLUSTER DRILLING RIG

*M. Z. Valitov*, Ph. D., associate Professor  
Almetyevsk State Oil Institute

*A. A. Gardanov*, 3rd year postgraduate student  
Almetyevsk State Oil Institute

**Abstract.** The analysis of existing devices and mechanisms for the movement of a cluster drilling rig was carried out, as a result of which a development trend and the main unresolved problems to date were identified.

**Keywords:** cluster drilling rig, travel device, guide rails, derrick winch unit, echelon.

### References

1. Kolcherin V.G., Kolesnikov I.V., Barenboim Yu.L., Nedelsky O.S. Block-modular drilling rigs of the Volgograd plant. Reference manual. Yelabuga, 2009. - 528 p.
2. Lesetsky V.A., Ilsky A.L. Drilling machines and mechanisms. – M.: Nedra, 1980. -391 p.
3. RF Patent No. 2378482, 10.01.2010. Abutaev M.G., Eroshenko S.E., Ilyinykh A.I., Rozhnov I.M., Skorobogatov V.A., Tveritin Yu.P., Tkachev A.I. Bush drilling rig // Russian Patent No. 2378482. 2010, byul. No. 1
4. RF Patent No. 1717787//Arbuzov A.P., Pleshkov P.P., Tikhonov V.P. Drilling rig for ground-based cluster drilling // Pub. 03.07.1992, bul. No. 9.
5. RF Patent No. 133867//Baban S.G., Minikhanov R.F., Bednyakov A.M. Two-tier two-tier installation for cluster drilling of oil and gas wells // Pub. 27.10.2013, No. 30.
6. RF Patent No. 2083794//Batrakov V.A., Skerepov G.A. Device for moving and leveling the tower block of a drilling rig //Pub. 10.07.1997.

7. Patent of the Russian Federation No. 2672892// Valitov M.Z. Bush drilling rig // Pub. 02.11.2017, bul. No. 31.
8. Patent of the Russian Federation No. 2705132// Valitov M.Z., Gardanov A.A., Bush drilling rig // Pub. 01.09.2019, bul. No. 31.
9. Patent of the Russian Federation No. 2525566// Valitov M.Z., Zatsarinny N.M., Terekhov V.F. Bush drilling rig // Pub. 08/20/2014, No.
- 23.10. RF Patent No. 2426854// Cluster drilling rig with a simplified layout scheme// Gisaev A.A., Zemtsov A.V., Rozhnov I.M., Yakhshibekov F.R. // Pub. 08/20/2011, bul. No.
- 23.11. RF Patent No. 102044// Cluster drilling rig with a simplified layout scheme// Gisaev A.A., Zemtsov A.V., Rozhnov I.M., Yakhshibekov F.R. // Pub. 10.02.2011, byul. No. 4.
12. RF Patent No. 81516// Mobile drilling rig for cluster drilling of wells (variants)// Gritsenko A.G., Ilinykh A.I., Murakhtin V.L., Timofeev V.E. // Pub. 13.08.2008, bul. No.8.
13. RF Patent No. 1218060// Device for leveling and moving a drilling rig along rails//Zaporozhchenko V.S., Karpunin V.I., Pyndak V.I. // Pub. 03/15/1986. byul. No.10.
14. RF Patent No. 51099// Mobile drilling rig // Ibragimov Sh.I., Emrich E.K., Kavylin E.V. // Pub. 27.01.2006, byul. No. 3.
15. Patent of the Russian Federation No. 2467146// Bush drilling rig with a simplified layout scheme // Rozhnov I.M.// Pub. 20.11.2012, bul. No.32.
16. RF Patent No. 720131// Foundation of a drilling rig for cluster drilling of wells// Umanchik N.P., Sidorov R.V., Poroshin V.G., Kalinin V.N., Buzinov V.N., Gorin A.V. // Pub. 05.03.1980, bul. No.9.
17. Patent of the Russian Federation No. 2693981// Two-stage environmentally safe drilling rig in Arctic design // Khudainatov E.Yu., Balashov S.A. // Pub. 08.07.2019, bul. No. 19.



УДК 622.242

## НЕКОТОРЫЕ ОСОБЕННОСТИ БУРЕНИЯ УЧАСТКОВ ИСКРИВЛЕНИЯ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ВЗД

*И. А. Галикеев*  
gilgizar@gmail.com  
*А. Ф. Алавади*  
alawadi@internet.ru

Институт нефти и газа им. М.С. Гудериева  
ФГБОУ ВО "Удмуртский государственный университет",  
426034, г. Ижевск, ул. Университетская, 1.

**Аннотация.** Основной особенностью современной технологии бурения скважин является использование долот PDC, которые обеспечивают высокую механическую скорость бурения, большую проходку на долото, но требуют обеспечения высоких крутящих моментов при относительно не высоком числе оборотов. Обеспечить подобные характеристики возможно роторным способом или с использованием винтовых забойных двигателей (ВЗД) с большой заходностью. Учитывая особенности PDC долот, абсолютное большинство как новых скважин, так и боковых стволов бурят по большому радиусу кривизны, которые позволяют бурить с вращением ротором отклонителей в интервале набора кривизны.

**Ключевые слова:** бурения скважин, долот PDC, винтовых забойных двигателей (ВЗД), радиусу кривизны.

Криволинейные участки наклонно-направленных и горизонтальных скважин, а в ряде случаев и при бурении вертикальных скважин, используются ВЗД с регулируемым перекосом между шпинделем и рабочей парой Рис.1

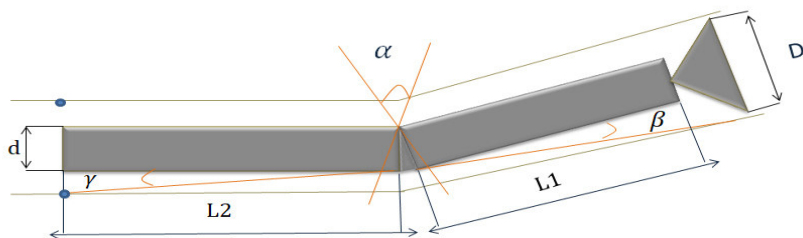


Рис.1. Расчётная схема ВЗД

Из курса тригонометрии известно, вокруг любого треугольника можно построить окружность, притом только одну радиус которой равняется отношению стороны треугольника к удвоенному синусу противолежащего угла. В нашем случае можем принять расстояние от торца долота до верха двигателя за сторону «треугольника», при известном угле перекоса между шпинделем и рабочей парой. Надо учитывать, что для функции синус

$\sin(180-\alpha)=\sin\alpha$  поэтому работаем непосредственно только с  $\sin\alpha$ , тогда

$$R=L/(2\sin(\alpha-\beta-\gamma)),$$

где R – радиус кривизны, создаваемый двигателем с этим долотом и перекосом;

L – длина от торца долота до верха двигателя;

$\alpha$  – перекокс между шпинделем и рабочей парой;

$$\beta=\arctg(D_{\text{дол}}-D_{\text{зд}})/2L_1$$

угол между корпусом шпинделя и лучом от точки перекоса к периферии долота;

$$\gamma=\arcsin(D_{\text{дол}}-D_{\text{зд}})/L_2$$

угол между корпусом двигателя и точкой напротив верхней точки касания двигателя;

D<sub>дол</sub> – диаметр долота;

D<sub>зд</sub> – диаметр забойного двигателя;

L<sub>1</sub> – длина шпинделя с долотом;

L<sub>2</sub> – длина рабочей пары.

Однако, если положение периферийных венцов долота вполне определены, точка касания на перекосе двигателя также известна, то верхняя точка касания в такой компоновке взята условно. Касание может быть как с одной стороны двигателя, так и с другой, т.е. угол  $\gamma$  может снизиться до нуля. Положение верхней точки касания в такой компоновке зависит от нагрузки, изменения буримости, расхода промывочной жидкости, текущего зенитного угла... Радиус кривизны при работе с подобной компоновкой может изменяться более чем в 1,5 раза. При проектировании траектории скважины необходимо вести расчёт по максимальному радиусу кривизны. При практическом бурении для обеспечения среднего радиуса кривизны в соответствии с запроектированным возникает необходимость включать участки бурения с вращением отклонителя. Сочетание криволинейных и прямолинейных участков будет тем чаще чем больше разница между фактическим радиусом кривизны и проектным Рис.2. Частое сочетание криволинейных и прямолинейных интервалов ствола скважины приводит к увеличению общего искривления скважины, особенно ощутимо при бурении горизонтальных скважин, плохому контролю нагрузки на долото, снижению механической скорости, росту вероятности осложнений.

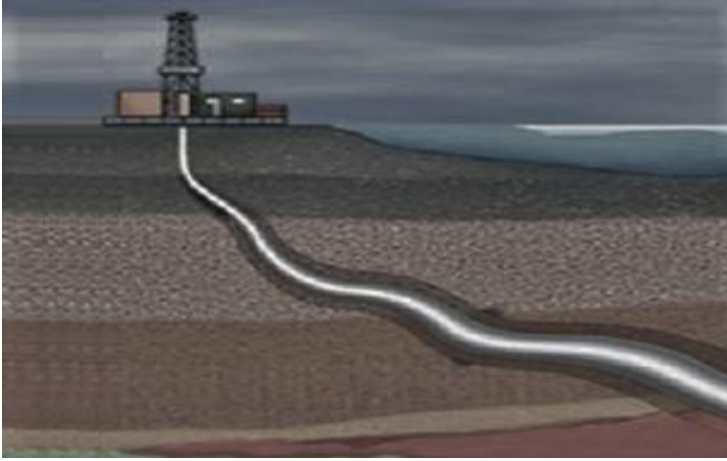


Рис. 2. Примерная траектория ствола при бурении с ВЗД

Для снижения неопределённости радиуса кривизны компоновки предлагается установка непосредственно над ВЗД центриатора, диаметр которого только на несколько миллиметров меньше диаметра долота Рис.3. В этом случае диапазон изменения угла  $\gamma$  сократится в несколько раз, соответственно радиус кривизны будет прогнозируемый, что позволит спроектировать траекторию близкую к фактической. Чередования криволинейных интервалов и участков стабилизации сократится, снизится рысканье ствола, особенно актуальное при переходе с участка стабилизации на криволинейный участок, увеличится средняя механическая скорость, снизится вероятность осложнений.

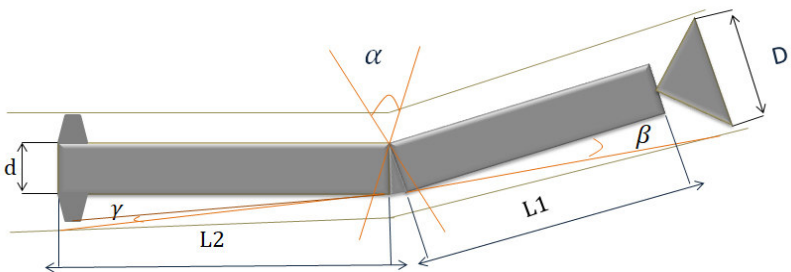


Рис.3. Схема компоновки с центриатором над ВЗД

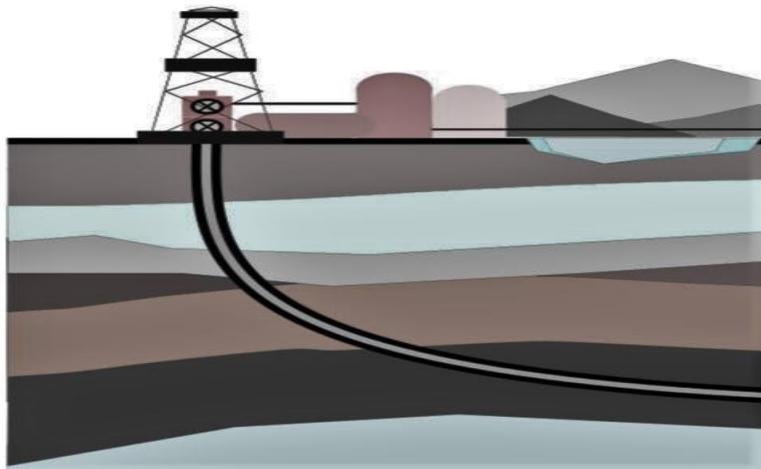


Рис. 4. Траектория ствола при использовании компоновки с использованием ВЗД с центратором

### Список использованной литературы

1. Хабибуллин И.Т., Галикеев И.А. Проектирование профилей скважин пространственного типа.//Гр./ Башнипинефть. - Вып.86.-Уфа.-1992.-С.49-54.
2. Пат.2157445 С2. 27.10.2000 Способ проводки наклонно-направленных скважин/ И.А. Галикеев; Патентообладатель Галикеев Ильгизар Абузарович.
3. Шайхутдинов Р.Т., Галикеев И.А. Опыт строительства горизонтальных скважин на месторождениях ОАО «Удмуртнефть»// Сборник докладов международного семинара-совещания АО «Удмуртнефть» - М.2017.

### SOME FEATURES OF DRILLING OF CURVATURE AREAS USING SCREW DOWNHOLE MOTORS

*I. A. Galikeev*  
gilgizar@gmail.com

*A. F. Alavadi*  
alavadi@internet.ru

M.S. Gutseriev Institute of Oil and Gas  
Udmurt State University,  
426034, Izhevsk, Universitetskaya str., 1.

**Abstract.** The main feature of modern well drilling technology is the use of PDC bits, which provide high mechanical drilling speed, large penetration per

bit, but require high torques at a relatively low number of revolutions. large penetration per bit, but require high torque at a relatively low number of revolutions. It is possible to provide such characteristics in a rotary way or using screw downhole motors (SDM) with a large lead. Taking into account the peculiarities of PDC bits, the vast majority of both new wells and sidetracks are drilled along a large radius of curvature, which allows drilling with rotation of the whipstock rotor in the range of curvature.

**Keywords:** drilling wells , PDC bits, screw downhole motors , radius of curvature.

### References

1. Khabibullin I.T., Galikeev I.A. Designing profiles of wells of spatial type.//Tr./ Bashnipineft. - Issue 86.-Ufa.-1992.-pp.49-54.
2. Pat.2157445 C2. 27.10.2000 Method of conducting directional wells/ I.A. Galikeev; Patent holder Galikeev Ilgizar Abuzarovich.
3. Shaikhutdinov R.T., Galikeev I.A. Experience of construction of horizontal wells at the fields of JSC Udmurtneft// Collection of reports of the international seminar-meeting of JSC Udmurtneft - M.2017.

УДК 622.242

## К ВОПРОСУ О КЛАССИФИКАЦИИ НЕАНТИКЛИНАЛЬНЫХ ЛОВУШЕК НЕФТИ И ГАЗА

*Н. Г. Истомина*, доцент кафедры ГНГ,  
Институт нефти и газа им. М. С. Гуцериева УдГУ,  
istomina.n.g@gmail.com

*А. А. Санников*, студент 2 курса,  
Институт нефти и газа им. М. С. Гуцериева УдГУ, sannikovandrey20030507@yandex.ru

**Аннотация.** Ловушки нефти и газа, приуроченные к антиклинальным структурам, в большей степени опоискованы, их запасы оценены, поэтому пополнение ресурсной базы на современном этапе развития нефтегазовой отрасли направлено на выявление и подготовку ловушек неантиклинального типа под поисковое бурение. Отсутствует общепринятая стандартизированная классификация неантиклинальных ловушек. В статье рассмотрены классификации ловушек нефти и газа разных авторов, базирующиеся на разных принципах.

**Ключевые слова:** неантиклинальные ловушки, классификации ловушек, принципы классификации, нефть, газ.

На сегодняшний день фонд антиклинальных структур, как наиболее распространённых среди всех типов ловушек нефти и газа, практически исчерпан, поэтому пополнение ресурсной базы ориентировано на сложнопостроенные, в том числе неатиклинальные и комбинированные ловушки нефти и газа. На данный момент уже имеется достаточный производственный и научный опыт выявления и подготовки ловушек данного типа под поисковое бурение [1].

При поиске ловушек нефти и газа необходимо понимание условий их образования, особенности морфологии, что позволяет формировать конкретные поисковые признаки и критерии.

Различные классификации залежей по типу ловушек были разработаны отечественными и зарубежными учёными: Абрамовичем М. В., Бакировым А. А., Бродом И. О., Вассоевичем Н. Б., Высоцким И. В., Габриэлянцем Г. А., Гусейновым А. А., Ждановым М. А., Еременко Н. А., Кремсом А. Я., Леворсеном А. И., Мирчинком М. Ф., Лениным В. В., Поляковым А. А., Семеновичем В. В., Серегиным А. М., Успенской Н. Ю., Хаиным В. Е. и др.

На данный момент нет общепринятой стандартизированной классификации неантиклинальных ловушек, что усложняет процесс их прогноза и по-

иска [1]. В разные годы классификации неантиклинальных ловушек предлагали Булатов Н. Н., Габриэлянц Г. А., Окнова Н. С., Ларочкина И. А. и др.

Классификация, предложенная Булатовым Н. Н. и другими авторами в 1982 г., базируется на морфологических особенностях неантиклинальных ловушек нефти и газа. Главный критерий морфологической классификации – форма структуры, к которой приурочена залежь. Среди выделенных морфологических типов выделяются надклассы и классы по генетическому принципу, которые, в свою очередь, классифицируются на роды по приуроченности к определённым структурам [2].

Габриэлянц Г. А. в 70-80-х годах разработал две несопоставимых друг с другом классификации: генетическую и морфологическую (совместно с Павловым М. Б.). В генетической классификации ловушки систематизируются по условиям образования, в морфологической – по их форме.

Классификация неантиклинальных ловушек, предложенная в 1999 г. группой учёных во главе с Окновой Н. С., базируется на генетическом принципе. Критериями генетической классификации являются процессы, приводящие к образованию структуры, а также условия, при которых происходило её формирование. Каждый из выделенных генетических типов неантиклинальных ловушек подразделяется на подтипы в соответствии с условиями их образования, среди которых выделяют классы по фациальным условиям и морфологическим особенностям [3].

По мнению Пунановой С. А., наиболее удачные классификации были разработаны для конкретных нефтегазоносных регионов. Например, классификация комбинированных ловушек для территории Татарстана, разработанная Ларочкиной И. А., в основе которой лежит региональная схема тектонических процессов. Автор выделяет следующие классы: магматогенные, тектогенные и тектоно-седиментогенные ловушки, которые подразделяются на типы в соответствии с их морфологическими особенностями [4].

На территории Удмуртской Республики (УР) в основном используют классификацию неантиклинальных ловушек нефти и газа, разработанную Савельевым В. А. «В классе неантиклинальных структур выделяют следующие типы по генезису: литологические, стратиграфические и тектонические» [5]. Литологические ловушки подразделяются на литолого-фациальные, валлообразные (береговые и устьевые бары, береговые и прирусловые валы) и линзовидные структуры в соответствии с их формой.

Таким образом, большинство классификаций неантиклинальных ловушек нефти и газа основано на генетическом и/или морфологическом принципах.

При выявлении локальных объектов важно иметь представление о происхождении структур, к которым могут быть приурочены залежи в исследуемом районе, поэтому на данной стадии поисково-оценочного этапа геологоразведочных работ в большей степени необходима генетическая классифи-

кация ловушек. Выявленными называются структуры, наличие и контур которых подтверждены геолого-геофизическими исследованиями (сейсморазведкой, структурным бурением, гравиразведкой, электроразведкой и т. д.).

Подготовленными к поисковому бурению называются структуры, для которых составлены карты изогипс по маркирующим горизонтам [6]. Большое значение при подготовке выявленных структур к поисковому бурению имеет форма ловушек, так как именно этот критерий определяет выбор размещения и оптимальное число поисковых скважин.

Основными методами при выявлении и подготовке структур под поисковое бурение, которые учитывают генетические и морфологические принципы в основе классификации неантиклинальных ловушек нефти и газа, являются методы полевой геофизики. На территории УР традиционно применяют сейсморазведку, которая эффективна на всех этапах геологоразведочных работ (рис.1).

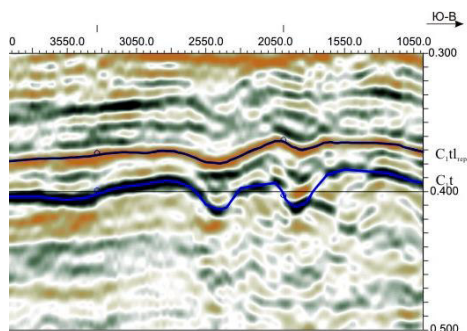


Рис. 1. Картирование неантиклинальных ловушек нефти на сейсмическом временном разрезе в интервале отложений нижнего карбона – верхнего девона

Вывод: на стадиях выявления и подготовки поисково-оценочного этапа геологоразведочных работ важны как генетическая, так и морфологическая классификации ловушек нефти и газа.

### Список использованной литературы

1. Шустер В. Л. Освоение нефтегазовых ресурсов в неантиклинальных ловушках – новое направление геологоразведочных работ // Булатовские чтения: сборник статей – 2020. С. 223-225.
2. Ратнер В. Я., Булатов Н. Н., Зубова М. А., Польстер Л. А. Залежи нефти и газа в ловушках неантиклинального типа / Под ред. В. В. Семеновича: Альбом-справочник – М.: Недра, 1982



3. Окнова Н. С. Неантиклинальные ловушки и их примеры в нефтегазоносных провинциях. // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2012. – Т.7. – №1.
4. Пунанова С. А. Актуальность картирования неантиклинальных ловушек и особенности их классификаций // Актуальные проблемы нефти и газа. 2020. Вып. 3(30). С. 13–25.
5. Савельев В. А. Нефтегазоносность и перспективы освоения ресурсов нефти Удмуртской Республики. – Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2003. – 288 с.
6. Бакиров А. А., Бакиров Э. А., Габриэлянц Г. А., Керимов В. Ю., Мстиславская Л. П. Теоретические основы поисков и разведки нефти и газа / Под ред. Э. А. Бакирова и В. Ю. Керимова: Учебник для вузов. В 2-х кн. – 4-е изд., переработка и доп. – Кн. 2: Методика поисков и разведки скоплений нефти и газа. – М.: ООО «Издательский дом Недра», 2012. – 416 с.

## ON THE CLASSIFICATION OF NON-ANTICLINAL TRAPS OF OIL AND GAS

*N. G. Istomina*, associate Professor, Oil and Gas Institute  
named after M. S. Gutseriev at the Udmurt State University,  
istomina.n.g@gmail.com

*A. A. Sannikov*, 2<sup>nd</sup> year student, Oil and Gas Institute  
named after M. S. Gutseriev at the Udmurt State University,  
sannikovandrey20030507@yandex.ru

**Abstract.** Oil and gas traps confined to anticline are mostly searched. Their oil and gas reserves are estimated. So replenishment of the resource base at the present stage of development of the oil and gas industry is aimed at identifying and preparing non-anticline traps for exploratory drilling. There isn't generally accepted unified classification of non-anticline traps. In the article classifications of oil and gas traps of different researchers are considered.

**Keywords:** non-anticline traps, classification of traps, classification principles, oil, gas.

## References

1. Shuster V. L. Development of oil and gas resources in non-anticlinal traps is a new direction of geological exploration // Bulatovsky readings: collection of articles - 2020. pp. 223-225.

2. Ratner V. Ya., Bulatov N. N., Zubova M. A., Polster L. A. Oil and gas deposits in traps of non-anticline type / Edited by V. V. Semenovich: Album-reference – M.: Nedra, 1982
3. Oknova N. S. Non-anticline traps and their examples in oil and gas provinces. // Oil and gas geology. Theory and practice. - 2012. – Vol. 7. – No. 1.
4. Punanova S. A. Relevance of mapping non-anticline traps and features of their classifications // Actual problems of oil and gas. 2020. Issue 3(30). pp. 13-25.
5. Savelyev V. A. Oil and gas potential and prospects for the development of oil resources of the Udmurt Republic. – Moscow-Izhevsk: Institute of Computer Research, 2003. – 288 p.
6. Bakirov A. A., Bakirov E. A., Gabrielants G. A., Kerimov V. Yu., Mstislavskaya L. P. Theoretical foundations of oil and gas prospecting and exploration / Edited by E. A. Bakirov and V. Y. Kerimov: Textbook for universities. In 2 books - 4th ed., processing and supplement – Book 2: Methods of prospecting and exploration of accumulations of oil and gas. – M.: LLC "Publishing house Nedra", 2012. – 416 p.

УДК 622.24

**БУРОВЫЕ КЛЮЧИ ПАО «ИЖНЕФТЕМАШ»***Д. В. Карпов*

аспирант кафедры РЭНГМ им. В.И. Кудинова  
Институт нефти и газа им. М. С. Гуцериева  
ФБГОУ ВО «Удмуртский государственный университет»  
426034, г. Ижевск, ул. Университетская, 1  
e-mail: dmitriy.karpov@rimera.com

**Аннотация.** Стационарный буровой автоматический ключ-робот, гидравлический буровой ключ – устройства, предназначенные для механизации и автоматизации сопутствующих процессов (свинчивание-развинчивание, наращивание колонны и др.) в ходе спускоподъемных операций при бурении нефтяных и газовых скважин. Составлен прогнозный рынок буровых ключей с 2020 году перед пандемией и фактический рынок буровых ключей по состоявшимся тендерам на 2022 г. Представлены типы ключей производства «Ижнефтемаш», которые занимают 48 % от общего объема изготавливаемых в России автоматических стационарных буровых ключей.

**Ключевые слова:** буровой автоматический ключ-робот, гидравлический буровой ключ, импортнезависимость

Будущее топливно-энергетического комплекса России зависит от доступности нефтяных залежей. Введённые Западом санкции являются толчком к инновационному развитию и применению новейших технологий. Для сохранения темпов добычи нефти в России на уровне полмиллиарда тонн в год нужно обеспечить отдачу с новых и трудноизвлекаемых месторождений, что возможно за счет наращивания объёмов бурения разведочных скважин в 3 – 5 раз, увеличения на 20 – 25 % в год показателей эксплуатационного бурения с применением современных технологий. Объём добычи непосредственно зависит от эффективности работы парка буровых установок. Не снижая добычу углеводородов, необходимо заменить около 1 тыс. буровых установок устаревшего типа и добавить столько же новых комплексов. Замена бурового парка является главной проблемой отечественного нефтесервиса. Из работающих 2 тыс. буровых комплексов 40 – 42 % являются устаревшими, произведенными в 70 – 80 годы прошлого столетия, 30 – 35 % – это оборудование иностранного производства. Обновление буровой техники происходит медленными темпами, сдерживающим фактором является отсутствие экономически выгодного пакета предложений потребителю от российских произво-

дителей в связи с большими финансовыми затратами на их изготовление. Создание и выпуск по зарубежной технологии аналогов западных образцов бурового оборудования не актуально и недоступно для российских предприятий. Еще хуже ситуация с выпуском автоматизированных буровых ключей. Иностраные ключи появились на российском рынке с середины 2000-х годов, отечественное производство данных компонентов не развивалось. Какие-либо перспективные российские разработки в данном направлении отсутствуют, а предлагаемые варианты являются лишь модернизированными старыми конструкциями, в то время как отрасль требует новых решений. Поэтому основные усилия российских производителей направлены на развитие собственных разработок буровых ключей, которые являются жизненно необходимыми и импортонезависимыми.

Стационарный буровой автоматический ключ-робот – устройство, предназначенное для механизации и автоматизации сопутствующих процессов (свинчивание-развинчивание, наращивание колонны и др.) в ходе спускоподъемных операций при бурении нефтяных и газовых скважин.

Существующие производители буровых ключей-роботов, представлены в рис. 1. Подобного типа ключи не производятся в Белоруссии, Индии, Иране, Венгрии. В связи с этим очень популярны ключи отечественного производства. Лидером продаж является «Уфагидромаш» (Башкирия) из-за раннего выхода ключа на рынок.

Параметр	Ед. измер.	Производители РФ			Производители Китая			Производители США					
		Ижнефтемаш	Уфагидромаш	Сеовисреммаш	Rushi	7 oceans	Bentec	Forum	TSC	CANRIG	Canrig		
Марка	-	АКБ-Р-245/100.В	ГКШ-8000	АТТ-120	ZOF216-110	IRN-110	IR-100	FR120	FH-100	IRN2000	IR150	TM-80	TM-120
Диаметр трубы	от	73	73	73	79	79	79	102	102	73	73	73	73
	до (дюйм)	245 (9 5/8")	219 (8 5/8")	219 (8 5/8")	219 (8 5/8")	216 (8 1/2")	245 (9 5/8")	248 (9 3/4")	241 (9 1/2")	248 (9 3/4")	248 (9 3/4")	216 (8 1/2")	292 (11 1/2")
Крутящий момент сплинера	кН·м	4	3,9	3,5	3	н/д	4	4	н/д	н/д	н/д	3,4	3,4
Максимальный крутящий момент свинчивания	кН·м	100	80	100	81	81	136	136	109	136	136	81	122
Максимальный крутящий момент развинчивания	кН·м	120	116	120	108	108	163	163	136	165	163	108	163
Масса	кг	3700	3000	4000	3500	3500	6500	5443	3459	9000	7500	3 561	4 128

Рис. 1. Технические характеристики буровых ключей-роботов по производителям

Сравнение технических характеристик ключей для бурильных труб представлено в рис. 2. Данные ключи (рис. 2) отличаются технологически: скоростью вращения электропривода, расходом сжатого воздуха на буровых установках, массой, габаритами.

**Производители РФ**





Параметр	Единица измерения				
		<b>Ижнефтемаш</b>	<b>Уфагидромаш</b>	<b>Сервисреммаш</b>	<b>Китай</b>
Марка	-	КПГ-219.55.НК	ГКШ-4200	АТТ-178ПГ	ZQ203-100
Диаметр трубы	от	60 (2 3/8")	60 (2 3/8")	60 (2 3/8")	127 (5")
	до	219 (8 5/8")	178 (7")	178 (7")	203 (8")
Максимальный крутящий момент	кН*м	54	41	50	100
Максимальная частота вращения	об/мин	64	120	41	60
Масса	кг	1600	800	1350	2400
Габариты	мм	1700x1007x1740	1310x1285x835	1500x1020x880	1760x1000x1360

Рис. 2. Технические характеристики буровых ключей для бурильных труб по производителям

Прогнозный рынок буровых ключей с 2020 году перед пандемией (а), и фактический рынок буровых ключей (б), составленный в 2022 году (по состоявшимся тендерам), представлены на рис. 3.

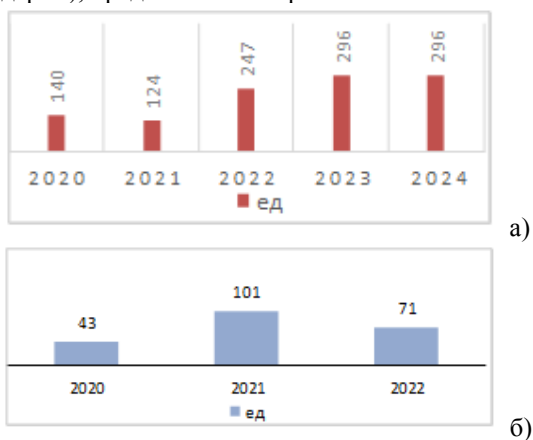


Рис. 3. Рынок в России потребностей буровых ключей: а) прогнозируемые, б) фактические

Анализ рынка ключей в РФ показывает, что в период пандемии 2020 - 2021 года рост закупок ключей упал и заметно отличается от планируемых. В 2022 году в связи с введениями санкций поставка ключей импортного производства прекратилась, поэтому закупки были в основном только отечественных ключей. Таким образом, количество ключей 2022 года это 99 % ключи отечественного производства.

Сегодня «Ижнефтемаш» производит 48 % от общего объема изготавливаемых в России автоматических стационарных буровых ключей [1]. Типы ключей производства ПАО «Ижнефтемаш» представлены на рис. 4. Все ключи сертифицированы на соответствие требованиям Технического регламента Таможенного союза ТР ТС 010/2011 «О безопасности машин и оборудования». Ключи могут эксплуатироваться при температуре окружающего воздуха – 45 С°...+50 С° с относительной влажностью воздуха до 98% (при температуре +15 С°), на месторождениях с содержанием сероводорода менее 6%.



Рис. 4. Типы ключей производства ПАО «Ижнефтемаш»

Преимущества отечественных ключей перед зарубежными: простота конструкции, ремонта и обслуживания, меньшая масса, варьирование диапазона захвата, величины крутящего момента.

Сегодня ПАО «Ижнефтемаш» входит в группу компании «Римера» – это динамично развивающееся предприятие с направлением развития: освоение высокотехнологичных гидравлических буровых ключей, включая ключи-роботы и ключи подвесные для обсадных труб и бурильных труб, для расту-

щей потребности при бурении сложных скважин с использованием премиальных резьбовых соединений. Суммарная выручка ГК РИМЕРА по годам с 2020-2022 гг. увеличена на 638 млн. руб., с показателем EBITDA 203 млн. руб., накопленным итогом по годам с 2020-2022 гг. за счет выхода на рынок гидравлических буровых ключей. В рамках стратегического плана развития предприятие сертифицирована по стандарту качества серии ISO.

«Ижнефтемаш» применяет комплексный подход в работе с заказчиками: наряду с поставкой буровых ключей завод производит поставку запасных частей к ним, выполняет капитальный ремонт, может изготовить буровой ключ - автомат по индивидуальным требованиям заказчика.

Обладая богатой полувековой историей и ценным, уникальным опытом производства и обслуживания нефтепромыслового оборудования, завод зарекомендовал себя в качестве надежного делового партнера не только в России, но и за рубежом. Ключевые потребители продукции ижевского предприятия ГК «Римера» – ведущие российские нефтедобывающие компании «Сургутнефтегаз», «Лукойл», «Татнефть» и «Башнефть», а также нефтедобывающие компании Казахстана, Белоруссии, Узбекистана и Азербайджана.

### Список использованной литературы

1. <https://www.rimera.ru/about/izhneftemash/>

### DRILLING TONGS OF PJSC IZHNEFTEMASH

*D. V. Karpov*

Post-graduate student of the Department of RENGМ named after V.I. Kudinov  
Oil and Gas Institute named after M. S. Gutseriev  
Udmurt State University

**Abstract.** Stationary drilling automatic tong-robot, hydraulic drilling tong - devices designed for mechanization and automation of related processes (screwing-breaking, string extension, etc.) during tripping operations when drilling oil and gas wells. The forecast market of drilling tongs from 2020 before the pandemic and the actual market of drilling tongs based on tenders for 2022 were compiled. The types of tongs produced by Izhneftemash, which account for 48% of the total volume of automatic stationary drilling tongs manufactured in Russia, are presented.

**Key words:** drilling automatic tong-robot, hydraulic drilling tong, import independence

### References

1. <https://www.rimera.ru/about/izhneftemash/>

УДК 658:681.3

## ПОДХОД К ПОСТРОЕНИЮ PVT МОДЕЛИ ДЛЯ ПОСЛЕДУЮЩЕГО СОЗДАНИЯ ИНТЕГРИРОВАННОЙ МОДЕЛИ

*Р. Р. Кашапов, А. А. Кильдюшов, Т. И. Ганиев*

Центр моделирования, ПАО «Татнефть»

Альметьевский государственный нефтяной институт, аспирант

e-mail: kashapovrr@tatneft.ru

**Аннотация.** Интегрированная модель является инструментом, возможности которого не ограничиваются только решением классических задач, таких как расчет технологического режима или показателей на среднесрочный период. Интегрированная модель позволяет оперативно решать нетривиальные задачи в рамках производственного процесса. В состав интегрированных моделей входят модель флюида, модели пласта, скважины и системы сбора и транспорта. Статья описывает этап построения PVT модели для последующего построения интегрированной модели. Сравняется построение и использование двух подходов к созданию PVT моделей для последующего создания интегрированной модели месторождения.

**Ключевые слова:** интегрированная модель, модель пласта, модель наземной сети, модель скважин, PVT модель, 3D моделирование.

### Введение

На современном этапе развития нефтяной промышленности, характеризующемся ростом доли трудноизвлекаемых запасов, количества скважин осложненного фонда, себестоимости добычи нефти и, как следствие, возрастанием требований к точности учета добычи и применения энерго- и ресурсоэффективных технологий разработки и добычи, в условиях необходимости многофакторности оценки перспектив развития активов на передовые роли выходит задача интеллектуализации промысла, оценки потенциально проблемных участков в системе «пласт-скважина-поверхностная сеть» с последующими предложениями по усовершенствованию технологии добычи. [1]. Комплексным и эффективным инструментом при решении поставленных задач на сегодняшний день является интегрированная модель (ИМ), под которой понимается модель процесса добычи скважинной продукции (нефть, газ, вода), включающая в себя все элементы производственной цепочки в виде последовательно связанных моделей-компонентов: пласта, скважины, систем сбора и транспорта (ССиТ) и поддержания пластового давления (ППД), [2]. Одним из начальных этапов для построения интегрированной модели является создание PVT модели, которая будет использоваться в гео-

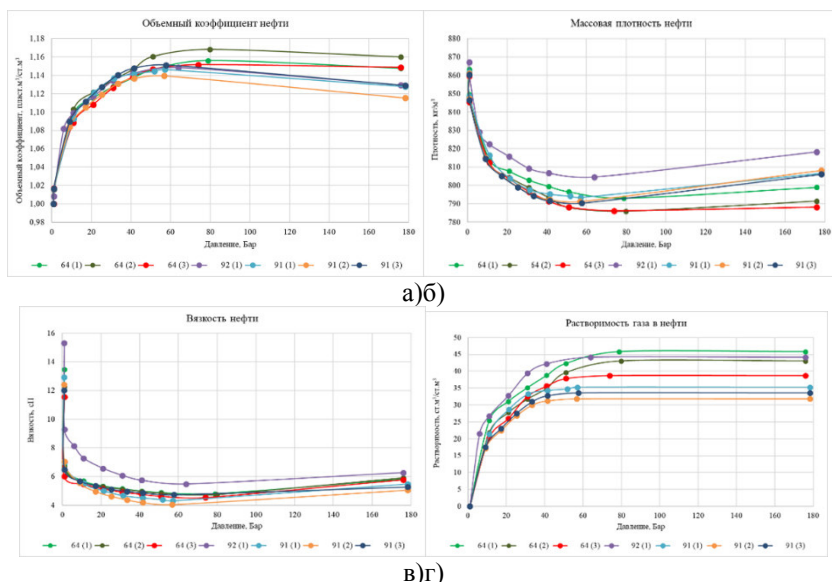


лого-гидродинамической модели, модели скважин и в модели наземной сети и описывать процессы движения флюида на всех этапах добычи.

Источником информации для построения PVT модели являются результаты лабораторных исследований по дифференциальному разгазированию глубинных проб пластовой нефти. На момент начала построения имелась 1 проба на начало разработки месторождения X отобранная в 1965 году и 3 пробы отобранные в период 2019-2021 года.

### Адаптация модели, построенной на пробах 2019-2021 гг.

На первом этапе выполнения работы в PVT модель были добавлены результаты исследований глубинных проб со скважин №№64, 92 и 91 (Ошибка! Источник ссылки не найден.).



в)г)

Рис. 1. а) Объемный коэффициент нефти по пробам; б) Массовая плотность нефти по пробам; в) Вязкость нефти по пробам; г) Растворимость газа в нефти по пробам

Далее были добавлены данные компонентного состава пластовой нефти. Так как молярные доли сероводорода ( $H_2S$ ) равны нулю по всем пробам, данный компонент был исключён из дальнейшей адаптации.

Полученные составы пластовой нефти были смешаны для получения единого состава, пригодного для дальнейшей адаптации. В целях улучшения сходимости результатов моделирования и фактических исследований компонент  $C_7+$  был разделён на фракции псевдо-компонентов от  $C_7$  до  $C_{16+}$ .

В процессе проведения адаптации полученного состава из смеси глубинных проб нефти была подвергнута изменению молекулярная масса, ацентрический фактор, коэффициенты бинарного взаимодействия и сдвиг для объёма для всех компонентов. Коэффициенты бинарного взаимодействия псевдокомпонентов были рассчитаны автоматически симулятором с помощью полуэмпирической корреляции Чу-Праушница. Расчёт уравнений состояния проводился по методу «Peng-Robinson модиф. Peneloux (T)», вязкости в модели рассчитывались по методу Lohrenz-Bray-Clark «ЛВС».

Далее в PVT модель были добавлены результаты исследований глубинных проб со скважины №1 (1965г) (Рис.2).

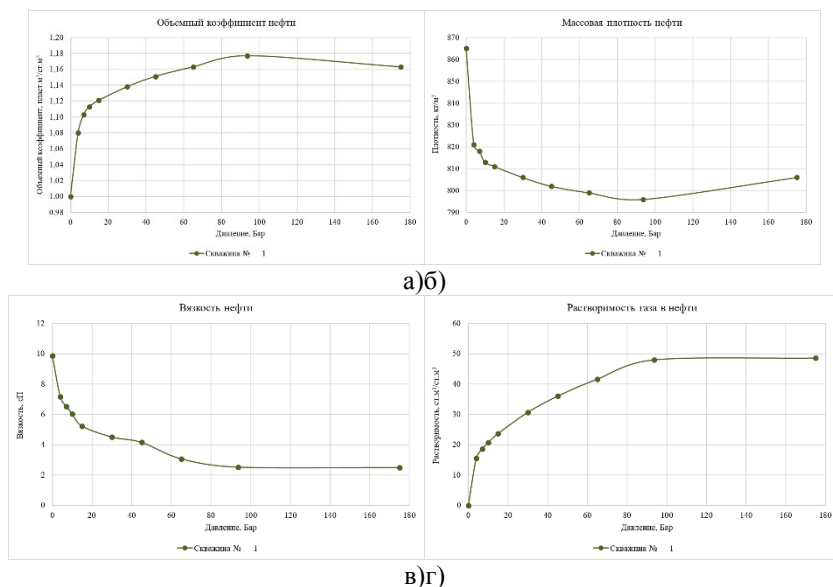


Рис.2. а) Объёмный коэффициент нефти скважины №1 ; б) Массовая плотность нефти скважины №1; в) Вязкость нефти скважины №1; г) Растворимость газа в нефти скважины №1

### Результаты по модели, построенной на пробах 2019-2021 гг.

По результатам адаптации был получен состав глубинной пробы нефти, который может быть эффективно использован для формирования зависимостей PVT свойств от давления в интегрированной модели. Так как в текущем проекте рассматривается месторождение без газовой шапки, то дальнейшее использование композиционной модели для работы при построении модели поверхностных сетей можно ограничить использованием моде-

ли чёрной нефти, получаемой из композиционного варианта путём выгрузки PVT таблиц. Графики сходимости адаптации приведены на Рис.3.

В рассмотренной модели, ввиду необходимости проведения адаптации интегрированной модели на основании последних лет разработки, были использованы актуальные данные исследований, на которые оказывает влияние текущий процесс разработки месторождения. При этом результаты адаптации хорошо согласуются со свойствами глубинных проб последних лет.

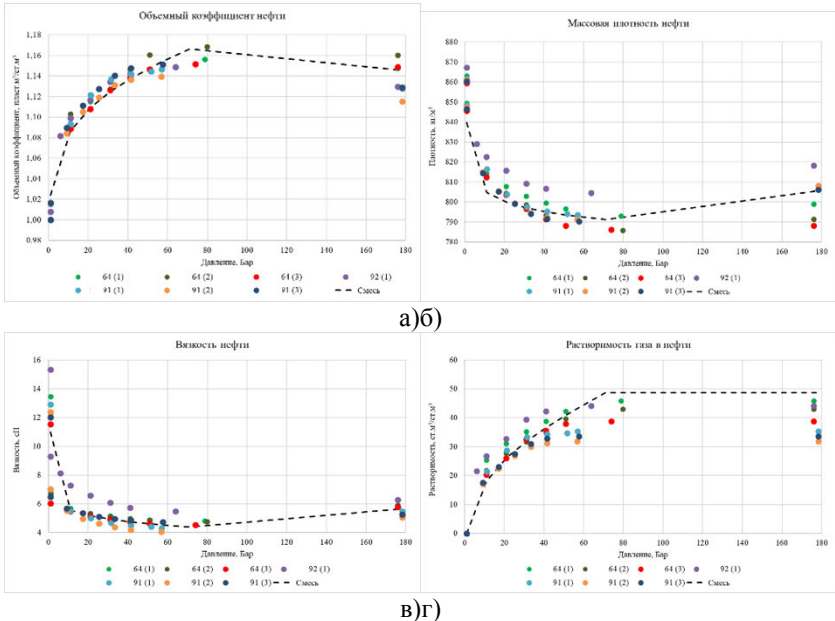


Рис.3. а) Объёмный коэффициент нефти по пробам и адаптированной смеси глубинных проб; б) Массовая плотность нефти по пробам и адаптированной смеси глубинных проб; в) Вязкость нефти по пробам и адаптированной смеси глубинных проб; г) Растворимость газа в нефти по пробам и адаптированной смеси глубинных проб

При использовании проб, отобранных на начало разработки, по результатам адаптации была выявлена высокая невязка по вязкости и давлению насыщения. Данное явление обусловлено недостаточным качеством исходных данных. На рис.4 представлено сопоставление адаптации модели, построенной на основе проб 1965 года и модели, построенной по пробам 2019-2021 годов.

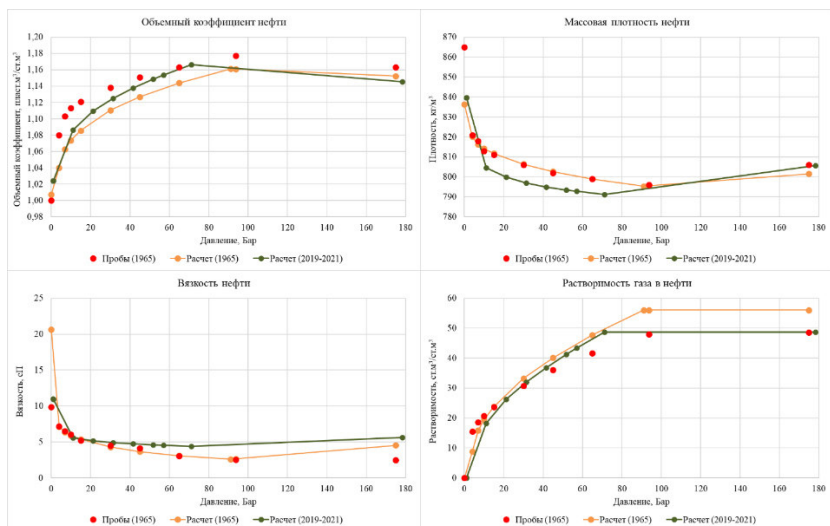


Рис 4. Сравнение моделей, построенных по пробам 1965 и 2021 гг.

### Заключение

В текущей работе были использованы данные исследований на начало разработки, а также актуальные данные исследований, на которые оказывает влияние текущий процесс разработки месторождения. При этом результаты адаптации модели, построенной по актуальным пробам, хорошо согласуются со свойствами глубинных проб. Данные на начало разработки представлены одной пробой и содержат ряд опечаток, что снижет достоверность построенной модели.

Следует учесть тот факт, что данные исследований 1965 года содержат свойства нефти из пробы по одной скважине соседней площади исключительно по пашийскому горизонту. В свою очередь, при построении модели по пробам 2019-2021 года были использованы свойства нефти из проб трех скважин и по разным горизонтам (отдельно кыновский и отдельно пашийский), которые затем были смешаны в единый состав «кын-паший».

Таким образом, были построены и адаптированы PVT-модели отдельно для кыновского и пашийского горизонтов, а также для смеси пластовой нефти данных горизонтов. В данной работе приведены результаты только для смеси «кын-паший», поскольку большинство скважин месторождения работают совместно на кыновский и пашийский горизонты.

На дальнейших этапах проекта будет производиться построение моделей скважин и наземной сети, которые будут содержать добычные параметры за современный период времени. В данном случае для достижения согласо-

ванности добычных параметров и модели флюида необходимо использование PVT-модели на основе современных проб.

### Список использованной литературы

1. Апасов Р.Т., Чамеев И.Л. Интегрированное моделирование –инструмент повышения качества проектных решений для разработки нефтяных оторочек многопластовых нефтегазоконденсатных месторождений [Текст] / Р.Т. Апасов, И.Л. Чамеев, А.И. Варавва, О.С. Верниковская, А.Р. Ильясов, В.И. // Нефтяное хозяйство. – 2018. –№ 12. – С. 46–49.
2. Афанасьева И.С., Федорченко Г.Д. Практическая реализация концепции интегрированного проектирования для шельфового актива АО «Зарубежнефть» [Текст] / И.С. Афанасьева, Г.Д. Федорченко, А.А. Кожемякин, В.А. Смыслов // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 8. – С. 94–97.

### APPROACH TO PVT MODEL CONSTRUCTION FOR THE CONSEQUENT CREATION OF AN INTEGRATED MODEL

*R. R. Kashapov, A. A. Kildyushov, T. I. Ganiev*  
Modelling centre, PJSC «Tatneft»  
Almetyevsk oil state institute, postgraduate

**Abstract.** The integrated model is a tool, the capabilities of which are not limited to the solution of classical tasks, such as the calculation of technological mode or indicators for the medium term. The integrated model allows us to quickly solve non-trivial problems within the production process. Integrated models include a fluid model, reservoir models, wells and collection and transport systems. This article describes the stage of building the PVT model for the subsequent construction of an integrated model. It compares the construction and use of two approaches to creating PVT models for the subsequent creation of an integrated field model.

**Keywords:** integrated model, reservoir model, surface network model, well model, reservoir pressure maintenance system, 3D modeling

### References

1. Apasov R.T., Chameev I.L. Integrated modeling – a tool for improving the quality of design solutions for the development of oil rims of multilayer oil and gas condensate fields [Text] / R.T. Apasov, I.L. Chameev, A.I. Varavva, O.S. Vernikovskaya, A.R. Ilyasov, V.I. // Oil industry. – 2018. – no. 12. – С. 46-49.
2. Afanasyeva I.S., Fedorchenko G.D. Practical implementation of the integrated design concept for the offshore asset of Zarubezhneft JSC [Text] / I.S. Afanasyeva, G.D. Fedorchenko, A.A. Kozhemyakin, V.A. Smyslov // Oil Industry. – 2016. – No. 8. – p. 94-97.

УДК 622.24

## УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ КОМПОНОВКИ ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН БЕЗ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЗАГЛУШЕК В ФИЛЬТРОВОЙ ЧАСТИ ХВОСТОВИКА

*В. Н. Кузьмин*, к.н., доцент БНГС,  
e-mail: yakvn72@yandex.ru

*А. И. Мингазов*, студент 2 курса магистратуры,  
e-mail: mingazov.albert@inbox.ru

ФГБОУ ВО «Удмуртский государственный университет», Институт  
нефти и газа им. М.С. Гусериева (426034, Российская Федерация г. Ижевск,  
ул. Университетская 1).

**Аннотация.** В данной статье рассматривается проблема недоспуска хвостовика до проектного интервала из-за возможной потери циркуляции, а также возникновения рисков аварийных ситуаций на этапе освоения во время сбития и вымыва заглушек в фильтровой части хвостовика горизонтальных скважин. Эти проблемы могут быть решены технологией перекрытия фильтровой части насосно-компрессорными трубами без использования колпачков.

**Ключевые слова:** горизонтальные скважины, капитальный ремонт скважин, освоение, технология заканчивания скважин.

В настоящее время доля трудноизвлекаемых запасов на месторождениях РФ имеет тенденцию ежегодного увеличения и составляет более 65% от общего объема разведанных ресурсов[1]. Известно, что прирост запасов нефти и газа возможен в случае повышения коэффициента извлечения нефти, в частности, за счет увеличения площади фильтрации скважины. Один из наиболее эффективных методов увеличения площади фильтрации является строительство горизонтальных скважин.

Строительство данных скважин сопровождается значительными капитальными затратами и рисками на всех этапах их сооружения. При бурении и заканчивании горизонтальных скважин чаще всего возникают осложнения и аварии, связанные с недохождением до проектной глубины при спуске фильтр-хвостовика. Данные осложнения могут быть вызваны неконтролируемостью геомеханических процессов в скважине, обусловленных деформациями горных пород.

Для предотвращения данных рисков используется технология герметизации фильтровой части хвостовика в виде различных типов заглушек (кислоторастворимые, пластиковые колпачки), с целью исключения риска по

недопуску хвостовика до проектного интервала из-за возможной потери циркуляции.

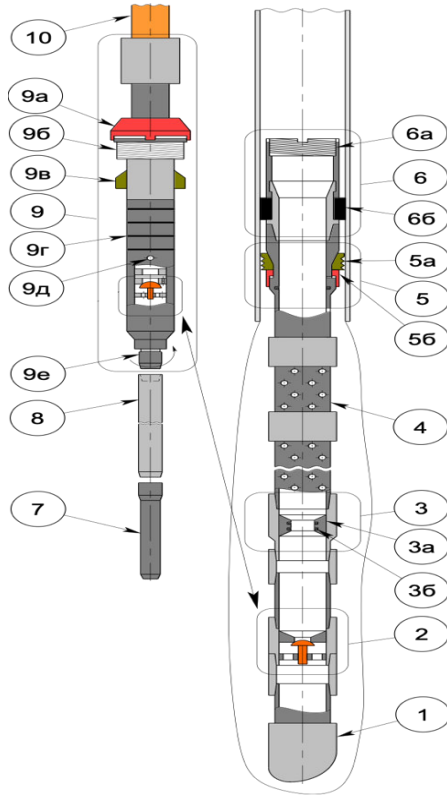


Рис.1. Конструктивное изменение подвески гидравлической

- 1.Направление хвостовика управляемое (башмак)
- 2.Клапан обратный
- 3.Узел герметизации
  - а. легко разбуиваемая втулка
  - б. уплотнительные кольца для герметизации штока полированного
4. Колонна фильтров 114 мм или 127 мм
- 5.Подвеска гидравлическая
  - а. сухари для подвешивания хвостовика
  - б. толкатель сухарей (гидроцилиндр)
- 6.Пакер верхний

- а. левосторонняя присоединительная резьба
  - б. уплотнение пакера
- 7.Шток полированный
- 8.Колонна НКТ 60 мм или 73 мм
- 9.Установочный инструмент
- а. гайка для передачи вращения
  - б. левосторонняя присоединительная резьба
  - в. торцевые упоры для активации пакера верхнего
  - г. уплотнительные кольца для опрессовки пакера верхнего
  - д. отверстие для активации подвески гидравлической
  - е. вертлюжок
- 10.Транспортировочный инструмент

Способ использования кислоторастворимых колпачков имеет существенный недостаток, поскольку процесс растворения данных колпачков практически неуправляем из-за различного времени дохождения кислоты и контакта кислоторастворимых заглушек с кислотой по длине фильтра в горизонтальном стволе, поэтому проконтролировать время их растворения практически невозможно и часть отверстий фильтра обсадной колонны остается не вскрытой.

Способ использования пластиковых колпачков имеет недостаток из-за длительного освоения скважин по причине возникновения аварийных ситуаций (закусывание инструмента, отсутствие выноса заглушек), связанных с нормализацией хвостовика.

Принцип действия предлагаемой технологии по способу исключения различных типов заглушек фильтра заключается в следующем: после сборки обсадной трубы и фильтров 114 мм хвостовика не наворачивая подвеску гидравлическую (рис.1), в трубное пространство хвостовика спускается полированный шток на насосно-компрессорных трубах (далее-НКТ) 60 мм и герметизируется в узле герметизации, который находится в интервале башмака, за счет чего сохраняется возможность восстановления циркуляции во время спуска хвостовика в скважину. НКТ 60 мм наворачивается к подвеске гидравлической, затем подвеску гидравлическую наворачивают на обсадную трубу 114 мм. [2]

#### **Выводы:**

Таким образом, усовершенствование технологии заканчивания скважин с использованием фильтра обсадной колонны без заглушек с перекрытием фильтровой части НКТ позволит исключить риски вышеописанных осложнений, так как исключается операция по сбитию и вымыву заглушек фильтров. Единственный недостаток технологии-это увеличение цикла строительства



скважины на этапе бурения (спуско-подъемные операции), который невилируется за счет значительного сокращения цикла освоения скважин.

### Список использованной литературы

1. Экономика предприятий нефтяной и газовой промышленности : учебник для студентов изучающих экономику нефтегазовой отрасли / В. Ф. Дунаев [и др.] ; под ред. В. Ф. Дунаев ; Рос. гос. ун-т нефти и газа им. И.М. Губкина. - Москва : ЦентрЛитНефтеГаз, 2004. - 364 с.
2. [http://www.nftn.ru/blog/bezavarijnyj\\_spusk\\_khvostovikov](http://www.nftn.ru/blog/bezavarijnyj_spusk_khvostovikov)

### IMPROVEMENT OF THE LAYOUT OF WELL COMPLETION WITHOUT THE USE OF PLUGS IN THE FILTER PART OF THE SHANK

*V. N. Kuzmin*, Candidate of Sciences, Docent of the BNGS Department,  
e-mail: yakvn72@yandex.ru

*A. I. Mingazov*, 2nd year Master's student,  
e-mail: mingazov.albert@inbox.ru

Of the "Udmurt state University", Institute of oil and gas  
name M.S. Gutseriev (426034, Russian Federation. Izhevsk, University street 1)

**Abstract.** This article deals with the problem of under-discharge of the shank to the design interval due to possible loss of circulation, as well as the occurrence of emergency risks at the development stage during the knocking down and washing out of plugs in the filter part of the shank of horizontal wells. These problems can be solved by the technology of overlapping the filter part with pumping and compressor pipes without the use of caps.

**Keywords:** horizontal wells, well overhaul, development, well completion technology.

### References

1. Economics of oil and gas industry enterprises : a textbook for students studying the economics of the oil and gas industry / V. F. Dunaev [et al.] ; edited by V. F. Dunaev; Russian State University of Oil and Gas named after I.M. Gubkin. - Moscow : CentrLitNefteGaz, 2004. - 364 p.
2. [http://www.nftn.ru/blog/bezavarijnyj\\_spusk\\_khvostovikov](http://www.nftn.ru/blog/bezavarijnyj_spusk_khvostovikov).

УДК: 622.276.1/4

## ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗРАБОТКИ МЕНДЫМ - СЕМИЛУКСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ НА ПРИМЕРЕ 444 ЗАЛЕЖИ

*О. А. Мингатина*

Центр моделирования, ПАО «Татнефть»  
Альметьевский государственный нефтяной институт, аспирант  
e-mail: lesya\_2525@mail.ru

**Аннотация.** Залежи тяжелых нефтей многократно превышают запасы маловязких и легких, при этом составляя значительную долю сырьевой базы нефтедобывающей промышленности. В настоящее время Республика Татарстан обладает значительными запасами и ресурсами традиционной нефти, но ее истощение вызывает неподдельный интерес к месторождениям высоковязкой и битумной нефти, как альтернативным источникам топливно-энергетического сырья. По различным оценкам, ресурсы углеводородов на нетрадиционных участках в Республике Татарстан могут превышать 5-7 млрд тонн. Поэтому повышения эффективности освоения залежей сверхвязких нефтей и природных битумов месторождений Татарстана является актуальной задачей для нефтяной промышленности. В работе выделены проблемы разработки мендым – семилукских отложений, проведен анализ скважин, работавших на 444 залежи, приведено Картирование областей насыщения битумом и нефтью на мендым – семилукских отложениях 444 залежи, а также даны предложения по разработке мендым – семилукских отложений.

**Ключевые слова:** Волго-Уральская провинция, отложения доманикового типа, мендым-семилукские отложения, трудноизвлекаемые залежи, нетрадиционный коллектор, низкопроницаемые породы.

### **Введение**

Отложения мендымского и доманикового типов верхнего девона являются основной нефтематеринской толщей Волго-Уральской НГП. На территории Татарстана открыто несколько месторождений с преобладающей частью разреза мендымских отложений с низкими значениями ФЕС. Одним из таких участков, содержащими углеводороды, является залежь 444 Березовской площади (Рис. 1).

Разработка 444 залежи ведется с 1967 года, промышленная нефтеносность обнаружена в семилукско-мендымских отложениях, которые сложены в различных соотношениях карбонатным и кремнистым материалом. Глини-



ниже 4%, что ниже принятой в РТ условной кондиционной границы коллекторов), а по естественным трещинам и те скважины, которые попали в эти системы трещины давали значительный прирост без ГРП. Из 22 скважин только 10 работали дольше 1.5 лет, остальные по причине высокой обводненности и низкого дебита перевели на другой горизонт или были остановлены.

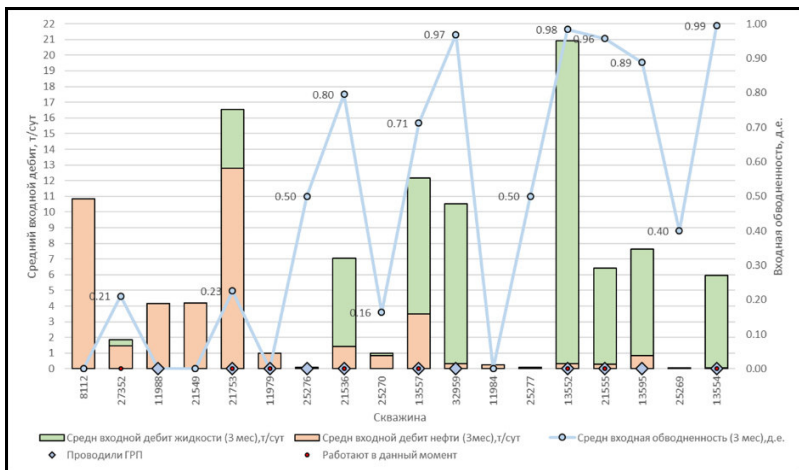


Рис.2. Средний входной дебит нефти/жидкости и обводненность скважин

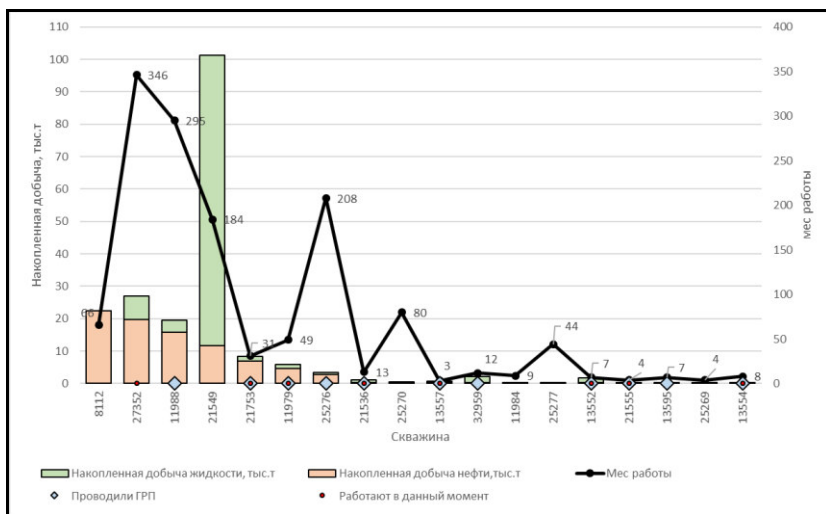


Рис.3. Накопленная добыча нефти/жидкости и месяцы работы скважин

На данный момент работают только 6 скважин из 22. ГРП начали проводить сравнительно недавно (с 2014 года), так же можно отметить, что ГРП не дал такую значимую добычу по причине высокой обводненности после операции. Накопленная добыча от ГРП (после проведения ГРП) равна 14% от общей добычи. Скважины с наибольшей добычей характеризуются высоким входным дебитом по нефти и низкой обводненностью. Из 8 скважин с ГРП только 2 скважины вошли с обводненностью менее 50%, остальные после ГРП работали с высокой обводненностью, это характеризует проведение ГРП, как не очень успешную операцию, по причине незначительного развития трещины ГРП, а также отсутствия глинистой перемычки. С учетом неуспешного опыта применения ГРП (скважины №№11988, 25276) были опробованы некоторые модификации ГРП [2], например, создание условий для увеличения длины трещины (с применением большого количества маловязкой жидкости), которые позволили создать и укрепить максимальную длину трещины и обеспечить оптимальную проводимость искусственной трещины.

Таким образом, средний входной дебит составил 2.4 т/сут, для скважин после ГРП - 3.5 т/сут. Средняя входная обводненность 40%, для скважин после ГРП 69%. На (рис.4) представлено сопоставление данных по добычи нефти/жидкости с картами битумов и нефти (рис.5). Видно, что слева, скважины, которые имели достаточно хороший дебит, опробованы в нефтяной зоне, кроме скважины 21549. Это объясняется тем, что скважина находится в разломе соединяющий битумный мендым с нефтенасыщенными семилукскими отложениями. Скважины, которые имеют небольшую добычу, преимущественно находятся в битумной зоне. Скважины 13554, 13595 находятся в разломе и добывают только воду. Так же есть скважины, которые работают сравнительно недавно. Следовательно, целесообразней вместо бурения горизонтальной скважины №21755 рекомендуется провести ГРП не менее чем в двух скважинах (13497, 11983, 13562, 21751, 12242).

### **Заключение.**

В текущей работе проведена переинтерпритация ГИС, анализ промысловых данных и работа скважин 444 залежи. На основе входных данных была построена геолого-гидродинамическая модель с двойной пористостью и проницаемостью.

В результате проделанной работы, можно предположить, что скважины, расположенные в зоне нефти, по результатам проведенного ГРП должны дать приток нефти, в зоне битумов приток нефти должен быть незначительным. При положительных результатах, полученных при проведении данной работы, появятся перспективы пересмотра всех залежей семилукских и мендымских отложений, а также выявления новых залежей, с целью ввода в эксплуатацию транзитного фонда.

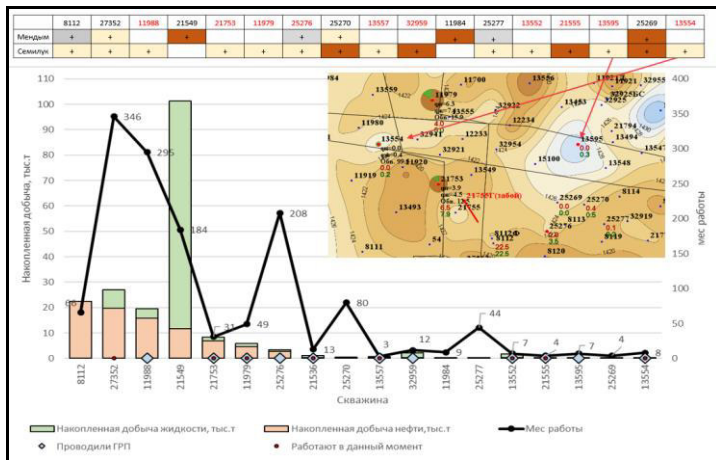


Рис.4. Сопоставление данных по добычи нефти/жидкости с картами битумов и нефти

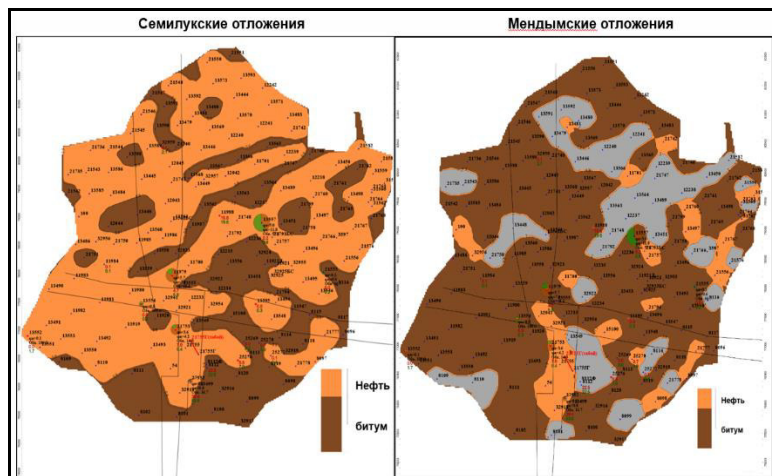


Рис.5. Полученные карты нефти и битумов на 444 залежи

### Список использованной литературы

1. Изучение доманиковых отложений на территории Республики Татарстан / С. Е. Войтович, А. А. Тахауов, Е. Н. Дусманов, Д. Н. Хамидуллин // Недропользование XXI век. – 2018. – № 6(76). – С. 160-175.

2. О результатах опытных работ по интенсификации добычи нефти из доманиковых отложений на примере НГДУ «Альметьевнефть» / Р. Ф. Хусаинов, Н. А. Назимов, Н. Ф. Гумаров [и др.] // Нефтепромысловое дело. – 2016. – № 1. – С. 33-37.
3. Высокоуглеродистые карбонатно-кремнистые отложения доманикового типа как объект наращивания ресурсной базы углеводородов в центральной части Южно-Татарского свода / Р. Р. Афлятунов, А. П. Бачков, Н. Г. Веденина [и др.] // Геология нефти и газа. – 2022. – № 6. – С. 67-83. – DOI 10.31087/0016-7894-2022-6-67-83.
4. Фортунатова Н.К., Варламов А.И., Канев А.С., Пороскун В.И., Баранова А.В., Бушуева М.А. Строение и оценка перспектив нефтеносности углеродистых карбонатно-кремнистых отложений доманикового типа Волго-Уральской НПП // Геология и геофизика. – 2021. – Т. 62. – № 8. – С. 1132–1154.

## **PROSPECTS FOR THE DEVELOPMENT OF THE MENDYIM - SEMILUK DEPOSITS ON THE EXAMPLE OF 444 DEPOSITS**

*O. A. Mingatina*

Modelling centre, PJSC «Tatneft»

Almetyevsk oil state institute, postgraduate? e-mail: lesya\_2525@mail.ru

**Abstract.** Heavy oil deposits are many times higher than the reserves of low-viscosity and light, while making up a significant share of the raw material base of the oil industry. Currently, the Republic of Tatarstan has significant reserves and resources of traditional oil, but its depletion causes genuine interest in deposits of high-viscosity and bitumen oil as alternative sources of fuel and energy raw materials. According to various estimates, hydrocarbon resources in unconventional areas in the Republic of Tatarstan may exceed 5-7 billion tons. Therefore, increasing the efficiency of the development of deposits of ultra-viscous oils and natural bitumen deposits of Tatarstan is an urgent task for the oil industry. The article identifies the problems of the development of the Mendym–Semiluk deposits, analyzes wells that worked on 444 deposits, maps the areas of saturation with bitumen and oil on the Mendym–Semiluk deposits of 444 deposits, and also gives proposals for the development of the Mendym–Semiluk deposits.

**Keywords:** Volga-Ural province, domanic deposits, Mendym – Semiluk deposits, hard-to-recover deposits, unconventional reservoir, low-permeable rocks.

### **References**

1. Study of domanic deposits on the territory of the Republic of Tatarstan / S. E. Voitovich, A. A. Takhaouov, E. N. Dusmanov, D. N. Khamidullin // Subsoil use XXI century. – 2018. – № 6(76). – Pp. 160-175.

2. On the results of experimental work on the intensification of oil production from domanic deposits on the example of NGDU "Almetyevneft" / R. F. Khusainov, N. A. Nazimov, N. F. Gumarov [et al.] // Oilfield business. – 2016. – No. 1. – pp. 33-37.
3. High-carbon carbonate-siliceous deposits of domanic type as an object of increasing the hydrocarbon resource base in the central part of the South Tatar arch / R. R. Aflyatunov, A. P. Bachkov, N. G. Vedenina [et al.] // Geology of oil and gas. – 2022. – No. 6. – pp. 67-83. – DOI 10.31087/0016-7894-2022-6-67-83.
4. Fortunatova N.K., Varlamov A.I., Kanev A.S., Poroskun V.I., Baranova A.V., Bushueva M.A. Structure and evaluation of prospects of oil-bearing carbonaceous carbonate-siliceous deposits of domanic type of Volga-Ural NGP // Geology and Geophysics. – 2021. – Vol. 62. – No. 8. – pp. 1132-1154.



УДК 622.276

## **ВЛИЯНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ НЕОДНОРОДНОСТИ КОЛЛЕКТОРОВ НА ПРОЦЕСС ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ БУРАНОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

*Г. Р. Низамова*, студент 4 курса,  
Институт нефти и газа им. М. С. Гудериева  
ФГБОУ ВО «Удмуртский государственный университет»  
426034, ул. Университетская, 1/7, г. Ижевск, Россия  
e-mail: nizamovaguliy17@mail.ru

**Аннотация.** Рассматривается проблема влияния геологической неоднородности коллекторов на процесс извлечения нефти Бурановского месторождения. Повышение нефтеотдачи при неоднородности продуктивных пластов является актуальной задачей при разработке нефти. Все нефтяные залежи представлены пластами со сложным литологическим строением, характеризуются неоднородностью по разрезу и простиранию. Для улучшения нефтеотдачи пластов одним из наилучших методов является применение химических реагентов, так как это связано с простой реализацией и небольших капитальных затратах. Поэтому предлагается применение заводнения с использованием технологии ПАГ (Polymer Adaptation Geology).

**Ключевые слова:** закачка, неоднородность, реагенты, полиакриламид, проницаемость.

Во многих месторождениях нефти острой проблемой является рост снижения эффективности выработки запасов и рост обводненности, что связано с особенностями геологического строения продуктивных пластов, а также со способами реализуемых систем воздействия на пласт. Данная трудность также относится к Бурановскому месторождению нефти.

Промышленная нефтеносность приурочена к отложениям верейского горизонта, башкирского яруса среднего карбона, серпуховского яруса алексинского тульского, бобриковского горизонтов, турнейского яруса. Нефтеносность отложений установлена на стадии геологоразведочных работ по керну, геохимическим, промыслово-геофизическим данным, результатам опробования скважин в процессе бурения и в колонне; промышленная нефтеносность подтверждена эксплуатацией.

Всего на месторождении выявлено 33 залежи нефти в 15 продуктивных пластах. Нефть высоковязкая, битуминозная, парафинистая, сернистая, высокосмолистая.

Для залежей Бурановского месторождения характерны следующие осложняющие факторы:

- 1) Высокая вязкость нефти верейских и башкирских отложений.

2) Все нефтяные залежи представлены пластами со сложным литологическим строением, характеризуются неоднородностью по разрезу и простиранию, а также высокой расчлененностью коллекторов.

3) Высокая вязкость нефти обуславливает выработку рекомендаций к применению мероприятий, направленных на снижение вязкости.

4) Залежи нефти представлены как карбонатными, так и терригенными коллекторами, характеризуются сложным геологическим строением, при этом коллекторские свойства и свойства насыщающих их флюидов изменяются в широких пределах.

5) Гидрогеологические условия территории довольно сложны, разнообразны и обусловлены физико-географическими особенностями, геологическим строением и литолого-фациальным характером слагающих пород.

6) Залежь многопластовая, со сложным геологическим строением и встречающимися водоносными пропластками

Верейско-башкирский объект состоит из шести пластов (14 залежей). Залежи вырабатываются неравномерно как по площади, так и по разрезу: степень выработки составляет от 0,0 до 81,6 %. Две залежи верейско-башкирского объекта не вступали в разработку..В целом можно отметить невысокие показатели выработки запасов по залежам Яганского поднятия, по остальным поднятиям отмечается удовлетворительная степень выработки для данного периода разработки.

Все нефтяные залежи представлены пластами со сложным литологическим строением, характеризуются неоднородностью по разрезу и простиранию.

Значения проницаемости верейско-башкирского объекта:

Западно-Бурановское поднятие - проницаемость изменяется в пределах 0,071-0,426 мкм<sup>2</sup>

Северо-Бурановское поднятие - проницаемость 2,034 мкм<sup>2</sup>

Яганское поднятие - проницаемость изменяется в пределах 0,028-0,293 мкм<sup>2</sup>.

Значения эффективной толщины также варьируются:

•В-II – 2,5-4,2 м

•В-III – 0,8-2,4 м

•А4-6 – 7,1-15,8 м

С ростом эффективных нефтенасыщенных толщин и показателей проницаемости происходит рост дебита нефти. Невысокие дебиты связаны с относительно низкими значениями проницаемости продуктивных отложений (< 0,3 мкм<sup>2</sup>), а также расположением их вблизи контуров нефтеносности. Обводненность скважин также зависит от проницаемости с увеличением фильтрационных параметров происходит рост обводненности скважины.

Высокая расчлененность, а также неоднородность коллекторов верейско-башкирского объекта вызывает необходимость проведения мероприятий

по выравниванию профиля приемистости в нагнетательных скважинах с целью вовлечения в разработку слабодренлируемых низкопроницаемых участков.

Неоднородность коллекторов В-II, В-III, А4-6 в составе верейско-башкирского объекта обуславливает выработку рекомендаций к проведению мероприятий по ограничению водопритока и выравниванию профилей притока с применением технологии PAG (Polymer Adaptation Geology).

#### **Назначение и применение**

Данная технология используется с целью регулирования контура нагнетания и перераспределения фильтрационных потоков по контуру и по разрезу участка залежи, предотвращения прорывов воды в добывающие скважины. Обработки нагнетательных скважин полимерным составом проводятся на любом типе коллектора.

#### **Технология проведения**

Компонентный состав:

- полиакриламид «CSE-1614» (0,35–0,7%);
- сшивающий реагент (0,035–0,07%);
- вода.

После выполнения закачки состава с содержанием полимера для достижения увеличения коэффициента вытеснения нефти и отмыва призабойной зоны скважины следует закачка в скважину оторочки моющего состава «ХСИ-4601» (50 м<sup>3</sup> с концентрацией 1%).

#### **Преимущества технологии**

- Селективное действие на обводненный пласт.
- Возможность регулирования гелеобразования.
- Сохранение стабильности и устойчивости состава во времени.
- Отсутствует зависимость от пластовой температуры и минерализации воды.

#### **Необходимые объемы закачки**

Необходимый объем раствора для закачки выбирается в соответствии с геолого-физическими характеристиками объекта разработки и технологическими режимами работы нагнетательных скважин.

#### **Применяемое оборудование**

При проведении операций закачки реагента в продуктивный пласт используется блок приготовления и дозирования химических реагентов (БДР, УПХР, КУДР).

### **Список использованной литературы**

1. Бакиров А.А. Геология и геохимия нефти и газа. М.: Недра, 1993. 288 с.
2. Иванова М.М., Дементьев Л.Ф., Чо-ловский И.П. Нефтегазопромысловая геология и геологические основы разработки месторождений нефти и газа. М.: Недра, 1985. 321 с.

3. Звездин В.Г. Нефтепромысловая геология: учеб.- метод. пособие, Перм. ун-т. Пермь, 2007. 116 с.
4. Рузин, Л. М. Методы повышения нефтеотдачи пластов (теория и практика) [Текст] : учеб.пособие / Л. М. Рузин, О. А. Морозюк. – Ухта : УГТУ, 2014. – 127 с.

## **INFLUENCE OF GEOLOGICAL HETEROGENEITY OF RESERVOIRS ON THE PROCESS OF OIL EXTRACTION OF THE BURANOVSKOYE FIELD**

*G. R. Nizamova*, 4th year student,  
Institute of Oil and Gas M. S. Gutseriev  
Udmurt State University  
1/7, Universitetskaya str., Izhevsk, 426034, Izhevsk, Russia

**Abstract.** The problem of the influence of geological heterogeneity of reservoirs on the process of oil extraction of the Buranovskoye field is considered. Increasing oil recovery with heterogeneity of productive formations is an urgent task in oil development. All oil deposits are represented by layers with a complex lithological structure, characterized by heterogeneity in section and strike. To improve oil recovery, one of the best methods is the use of chemical reagents, as this is associated with simple implementation and low capital costs. Therefore, it is proposed to use flooding using PAG (Polymer Adaptation Geology) technology.

**Keywords:** injection, heterogeneity, reagents, polyacrylamide, permeability.

### **References**

1. A. Bakirov.A. Geology and geochemistry of oil and gas. M.: Nedra, 1993. 288 p.
2. M. Ivanov.M., Dementiev L.F., Cho-Liang I.P. Oil and gas field geology and geological foundations of oil and gas field development. Moscow: Nedra, 1985. 321 p.
3. V. Zvezdin.G. Oilfield geology: studies.- method. manual, perm. un-ta. Perm, 2007. 116 P.
4. Ruzin, L. M. Methods of enhanced oil recovery (theory and practice) [text] : textbook.manual / L. M. Ruzin, O. A. Morozjuk. - Ukhta : UGTU, 2014. - 127 p.

УДК 622.24.06

## ИНГИБИРОВАНИЕ ГЛИНИСТЫХ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ ПРИ БУРЕНИИ КОНДУКТОРА

*Д. А. Петрова*, студент 1 курса магистратуры,  
Институт нефти и газа им. М.С. Гучериева УдГУ  
426034, г. Ижевск, ул. Университетская, 1  
e-mail: d.a.petrova@yandex.ru

**Аннотация.** В статье приводятся результаты мероприятий по применению ингибиторов набухания глин при бурении интервала под кондуктор. При качественном подборе рецептуры бурового раствора решаются технико-экономические показатели, определяющие эффективность процесса бурения. На базовом буровом растворе установлено влияние ингибирующих сред на его реологические параметры. В результате исследования был подобран состав бурового раствора, обеспечивающий стабильность ствола скважины в интервале бурения кондуктора. Положительный эффект промывочной жидкости достигается путем введения ингибирующих реагентов в различных концентрациях.

**Ключевые слова:** кондуктор, неустойчивость ствола скважины, ингибированный буровой раствор, реология.

Одним из важнейших факторов результативного процесса бурения скважин на нефтяных месторождениях является подбор оптимального состава бурового раствора. Вследствие того, что каждое месторождение имеет уникальное геологическое строение и состав горных пород, рецептура бурового раствора подбирается индивидуально для объектов месторождений.

Буровые растворы имеют широкий диапазон функций: удаление разрушенной горной породы с забоя, охлаждение бурового инструмента, передача гидравлической энергии забойному двигателю турбобура, разрушение породы при подаче под высоким давлением через отверстия в долоте. Промывочные жидкости в целом влияют на улучшение качества буровых работ. При качественном подборе рецептуры бурового раствора решаются технико-экономические показатели, определяющие эффективность процесса бурения [1].

При анализе геологического разреза пород месторождений Удмуртской Республики, можно сделать вывод о том, что в интервалах вскрытия при бурении кондуктора встречаются пропластки гипсов и ангидритов (согласно данным химического анализа и шламограммы), и коллекторы, насыщенные минерализованной водой (согласно данным ГИС).

К определяющим качеством глины физико-химическим свойствам относятся: пластичность, набухаемость, дисперсность, гидрофильность, обменная адсорбция. Каждое из этих свойств значительно влияет на возникновение неустойчивости стенок скважины [2]. В связи с этим строительство скважин осложняется проработками ствола скважины в интервале кондуктора, причинами которых, помимо потери устойчивости стенок скважины, являются сальникообразование, неустойчивость системы текущего глинистого бурового раствора. В качестве основных причин нестабильности ствола скважины выделяют такие факторы, как природная трещиноватость глинистых пород, вибрации бурового инструмента при бурении, удельный вес раствора, степень гидратации глинистых пород, температурный режим скважины [3]. Так как главной задачей при бурении кондуктора является укрепление стенок ствола скважины, необходимо применять буровой раствор расчетной плотности, с подбором оптимальных расчетных реологических параметров. При этом буровой раствор должен обладать хорошим свойством коркообразования, проектной водоотдачей, сильными ингибирующими и смазывающими свойствами.

Глинистые породы диспергируются в буровом растворе, способствуя нарастанию коллоидной составляющей, сальникообразованию на элементах КНБК, повышенной прихватаопасности. Причиной указанных осложнений является набухание глинистых включений за счет их гидратации, обеспечиваемой влагопереносом между буровым раствором и породой [4]. При разбурировании пластовая минерализованная вода, содержащая ионы  $\text{Ca}^{2+}$ , попадает в пресный глинистый буровой раствор. При их взаимодействии происходит изменение химического состава и ухудшение основных параметров бурового раствора – гидратация кристаллов глинистых минералов, набухание глин и коагуляция. Коагуляцией называют нарушение агрегатной устойчивости дисперсной системы вследствие слипания частиц дисперсной фазы под действием молекулярных сил притяжения и выпадения их в осадок [5]. Последствиями действия коагуляции и гидратации являются налипание глины на элементы КНБК, увеличение глинистой корки, сужение ствола скважины, что приводит к снижению максимальной скорости проходки, образованию затяжек при подъеме и спуске КНБК, то есть к увеличению времени строительства скважины.

Применение химических реагентов для обработки буровых растворов способствует уменьшению размокания глинистых пород и снижению содержания глинистой фазы в промывочной жидкости [6]. Для снижения негативного влияния бурового раствора на стенки скважины были рассмотрены варианты введения ингибиторов в существующий раствор, и проведены лабораторные испытания. В образцы раствора были введены ингибиторы: ГКЖ (жидкость гидрофобизирующая кремнийорганическая), Ингидол Б, HimSil в концентрациях 1%, 2% и 3%.

По результатам испытаний, в модифицированных растворах было отмечено снижение концентрации коллоидной фазы (МВТ), кажущейся вязкости (АV), значительное снижение динамического напряжения сдвига (ДНС), значительное превышение параметра фильтрации (рис. 1).

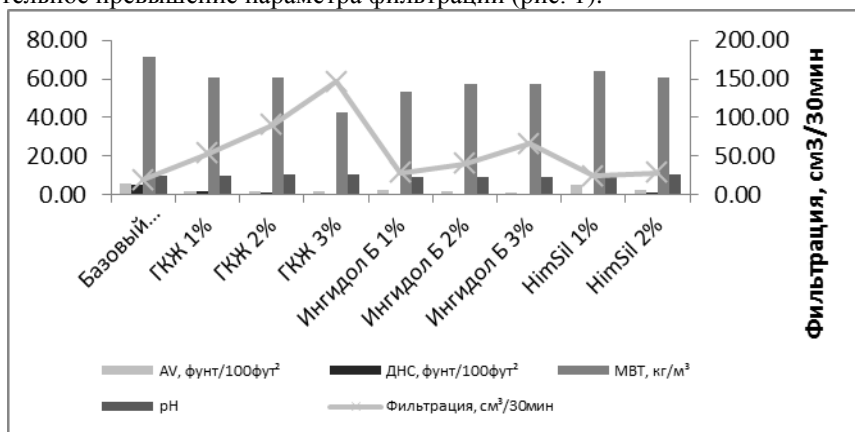


Рис. 1. Параметры бурового раствора согласно API

Наиболее эффективное снижение МВТ было отмечено у базового раствора с добавлением следующих ингибиторов (рис. 2):

- ГКЖ в концентрации 3% - эффективность 40%, но превышение фильтрации на 668%;
- Ингидол Б в концентрации 1% - эффективность 25,1%, превышение фильтрации на 47%.

Комбинирование различных ингибиторов позволяет использовать их не только с целью предотвращения набухания, разупрочнения и диспергирования глинистой составляющей, но и для регулирования других реологических параметров и технологических свойств систем буровых растворов [2]. Для дальнейших лабораторных исследований были выбраны наиболее оптимальные комбинации реагентов с точки зрения поддержания оптимальных параметров бурового раствора в различных концентрациях (ГКЖ 1%+ Ингидол 0,5%, ГКЖ 1% + Ингидол 1%, ГКЖ 2%+ Ингидол 1%).

С экономической точки зрения, по показателям эффективности снижения МВТ, по показателю роста фильтрации, степени воздействия на шлам для дальнейших исследований был выбран базовый раствор с добавлением 1% ГКЖ и 0,5% Ингидол Б.

В ингибированном глинистом буровом растворе содержание коллоидной фазы ниже, чем в базовом глинистом буровом растворе. По результатам лабораторных испытаний отмечена незначительная эффективность примене-

ния системы ингибированного бурового раствора: снижение времени на проработки кондуктора, сокращение объема сброса бурового раствора, сокращение времени на спуск кондуктора.

Таким образом, отмечено положительное влияние применения ингибиторов набухания глин в базовом глинистом растворе при бурении кондуктора.

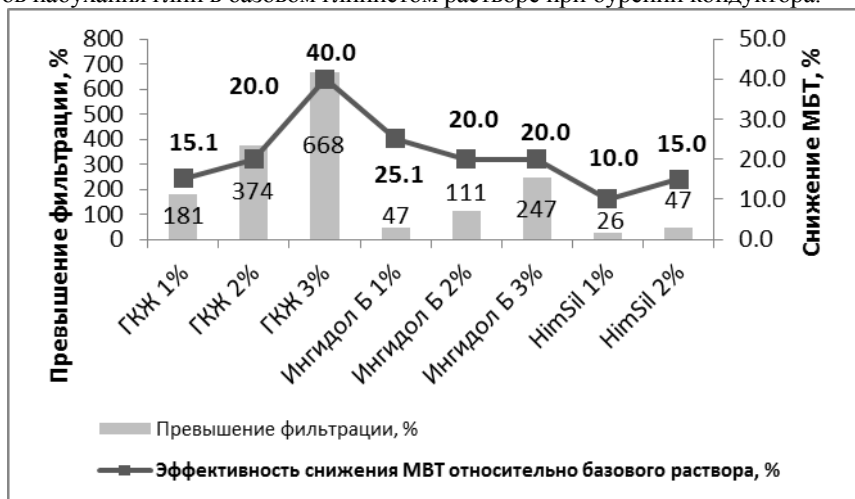


Рис. 2. Отклонения относительно базового раствора

### Список использованной литературы

1. Кельметр В.В. Разработка рецептур буровых растворов для бурения скважин на Самотлорском нефтегазоконденсатном месторождении // Молодой ученый. – 2020. - №33 (323). – С. 39–43.
2. Третьяк А.А., Рыбальченко Ю.М. Проблемы бурения скважин в неустойчивых глинистых осложнениях на суше и шельфе // Neftegaz.RU. – 2018. - №1. – с. 80–86
3. Чудинова И.В., Николаев Н.И. Разработка состава и исследование свойств бурового раствора для бурения скважин в неустойчивых глинистых породах // Успехи современного естествознания. – 2019. - №8. – с.85–89.
4. Сас В.Н., Панов И.В., Кожевников Р.О., Мелешко Е.Я. Применение ингибирующих композиций органического и неорганического типа // Бурение и нефть. – 2017. - №12.
5. Рязанов Я. А. Энциклопедия по буровым растворам / Я.А. Рязанов. – Оренбург, 2005. – 663 с.
6. Ермолаева Л. В. Механика буровых растворов : учебное пособие / Л. В. Ермолаева. – Самара; Самар. гос. тех. ун-т, 2012. – 47 с.



## CLAY MUD INHIBITING DURING SURFACE HOLE DRILLING

*D. A. Petrova*, 1<sup>st</sup> year master's student, Oil and Gas Institute  
named after M.S. Gutseriev at the Udmurt State University

**Abstract.** The article describes results of measures for the use of clay swellings inhibitors during surface hole drilling. With a qualitative selection of the drilling mud formulation, technical and economic criteria are determined that determine the efficiency of the drilling process. The effect of inhibitors on its rheological parameters was established on the base drilling mud. As a result, the drilling mud formulation was selected, which ensures the stability of the wellbore in the drilling interval of the surface casing. The positive effect of drilling mud is achieved by introducing inhibitory reagents in various concentrations.

**Keywords:** surface casing, wellbore instability, inhibited drilling mud, rheology.

### References

1. V. Kelmetrov.V. Development of formulations of drilling fluids for drilling wells at the Samotlor oil and gas condensate field // young scientist. – 2020. - №33 (323). – Pp. 39-43.
2. A. Tretyakova.Ya., Rybalchenko Yu.M. Problems of drilling wells in unstable clay complications on land and shelf //Neftegaz.RU - 2018. - No. 1. – pp. 80-86
3. I. Chudinova.V., Nikolaev N.I. Development of the composition and investigation of the properties of drilling mud for drilling wells in unstable clay rocks / / successes of modern natural science. – 2019. - No. 8. – pp.85-89.
4. Sas V.N., Panov I.V., Kozhevnikov R.O., Meleshko E.Ya. Application of inhibitory compositions of organic and inorganic types // Drilling and oil. – 2017. - No.12.
5. Ya. Ryazanov. A. Encyclopedia of drilling fluids / Ya.A. Ryazanova. - Orenburg, 2005. - 663 p.
6. Molaeva L. V. Mechanics of drilling fluids : a textbook / L. V. Molaeva. – Samara; Samara. State Technical University. un-ta, 2012. – 47 p.

УДК 553.982.2

## **ПРИМЕНЕНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ С ЦЕЛЬЮ ДОИЗВЛЕЧЕНИЯ ОСТАТОЧНЫХ ЗАПАСОВ НА НЕФТЯНОЙ ЗАЛЕЖИ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН**

*А. А. Садыков*, аспирант 2 года обучения,  
Электронная почта: sadykov12@yandex.ru  
Институт геологии и нефтегазовых технологий  
Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань,  
420008, г.Казань, ул.Кремлевская, д.4/5, geofak@kpfu.ru

**Аннотация:** Работа посвящена анализу геологического строения на примере одной из залежей нефти в Республики Татарстан в условиях сложнопостроенного терригенного коллектора. Изучаемый пласт-коллектор разрабатывается длительное время и в настоящий момент проблема увеличения выработки остаточных запасов нефти имеет большое значение для залежей на заключительных стадиях разработки. В данной работе изучено геологическое строение продуктивного пласта кыновского горизонта верхнего девона, получены данные по распределению нефтенасыщенности и построены карты эффективных нефтенасыщенных толщин. На основе этих данных были выявлены участки концентрации остаточных запасов нефти и предложены способы по их извлечению.

**Ключевые слова:** залежь, терригенный пласт, остаточные запасы, моделирование, добыча, геология.

В настоящее время большинство нефтяных месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции находятся на поздней стадии разработки и традиционные запасы залежей терригенного девона выработаны в значительной степени [1]. В данной работе примером этому выступает продуктивный пласт одной из залежей кыновского горизонта верхнего девона. В процессе применения методов моделирования был проведен анализ геологического строения и выработки запасов с целью определения наиболее вероятных участков распространения зон, содержащих остаточные запасы нефти. Дальнейшее изучение полученных результатов позволило разработать ряд мер и способов по доизвлечению запасов из таких участков.

Особенности геологического строения продуктивных пластов часто накладывают определенные сложности на процесс их разработки [2]. На примере нефтяного месторождения Республики Татарстан, приуроченного к северному склону Южно-Татарского свода, это обуславливается большой площадью водо-нефтяной зоной кыновского горизонта.

Согласно профилю по линии скважин, построенному на основе распределения параметра начальной нефтенасыщенности в геологической модели для залежи кыновского горизонта (рис. 1) можно заметить, что лишь одна скважина вскрыла чисто-нефтяную зону пласта, все остальные расположены в зоне нефти и воды. В целом по залежи нефтяная зона была вскрыта только двумя скважинами. Все остальные скважины непосредственно межфлюидный контакт не вскрыли, в них выделяются по одному нефтенасыщенному пропластку, отделенные от водонасыщенной части пласта кыновского горизонта непроницаемыми породами толщиной 1-2 м.

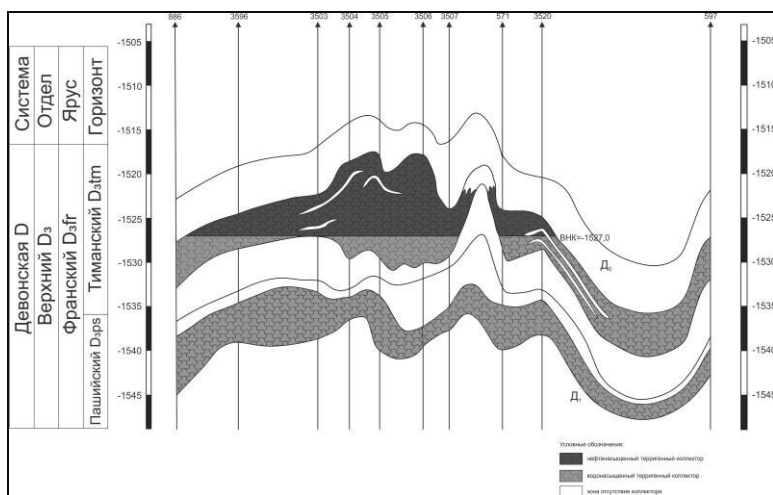


Рис. 1. Геологический профиль на основе параметра начальной нефтенасыщенности, согласно данным геологического моделирования по линии скважин №№ 3500-3520

По данным пропласткам на основе промысловых скважинных данных, можно сделать вывод, что они имеют слабые изолирующие свойства и не выдержаны латерально по толщине. В данных условиях геологического строения процесс добычи нефти усложняется высокими объемами добываемой жидкости и высоким показателем обводненности продукции скважин. В конечном результате ввиду малой площади чисто-нефтяной зоны залежи более 50% процентов фонда добывающих скважин достигли предельно высоких значений обводненности.

В данной работе также были проведены работы по изучению пластовых давлений кыновского продуктивного пласта и показатели выработки запасов нефти. Анализ выработки запасов показал, что отбор от начальных из-

влекаемых запасов составляет 80%, то есть большая часть извлекаемых запасов из изучаемого пласта уже отобрана.

По результатам геологического и фильтрационного моделирования было получено распределение текущих остаточных запасов нефти кыновского горизонта. Остаточные извлекаемые запасы составили 199 тыс. т. и для их наиболее полного извлечения были проведены работы по выявлению в пределах залежи невыработанных запасов. На основе полученных данных можно определить участки залежей, в которых сконцентрированы остаточные извлекаемые запасы, невовлеченные в разработку. Эта информация являлась вспомогательной для определения мер по доизвлечению остаточных запасов залежи.

Изучаемый объект в виде нефтяной залежи характеризуется структурой остаточных запасов с преобладающей долей в низкопроницаемых коллекторах с поровым типом пустотного пространства, большая их часть приурочены к водонефтяной и высокообводненной зоне. Стабилизация и наращивание добычи нефти в таких сложнопостроенных объектах требуют непрерывного мониторинга геолого-технологических параметров [3]. Наиболее оптимальными технологиями оптимизации выработки остаточных запасов и рациональной эксплуатации нефтяных месторождений являются бурение боковых стволов в зоне «целиков», содержащих невыработанные запасы, и совершенствование системы поддержания пластового давления.

На основе изучения геолого-геофизических материалов и проведенного анализа изменения энергетического состояния и технологических показателей была построена карта эффективных нефтенасыщенных толщин тиманского горизонта с рекомендуемыми работами по увеличению охвата извлекаемых запасов (Рис. 2).

Согласно этим данным предлагается совершенствование системы разработки следующими способами: бурение новых скважин, перевод части фонда скважин с других пластов под добычу или закачку рабочего агента.

Таким образом, на основе применения результатов геологического моделирования были изучены особенности геологического строения продуктивного пласта кыновского горизонта, которые стали определяющими в обосновании причин изменения технологических показателей разработки. Рекомендуемые мероприятия, обоснованные данными моделирования должны положительно отразиться на довыработке остаточных запасов нефти, увеличить КИН и повысить охват невовлечённых участков залежи.

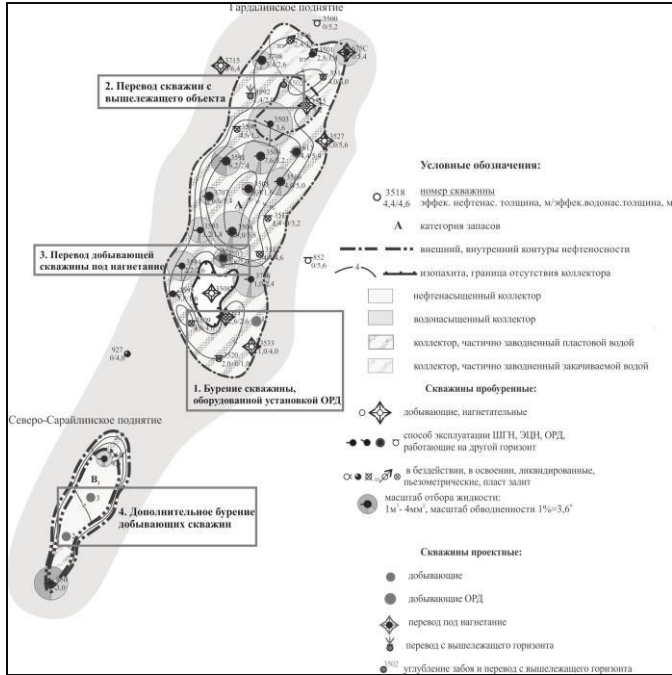


Рис. 2. Карта эффективных нефтенасыщенных толщин кыновского горизонта с рекомендуемыми работами по увеличению охвата извлекаемых запасов

### Список использованной литературы

1. Хисамов Р.С. Эффективность выработки трудноизвлекаемых запасов нефти: Учебное пособие. Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук Республики Татарстан, 2013. – 310 с.
2. Муслимов Р.Х., Нефтеотдача: прошлое, настоящее, будущее: учебное пособие, Изд-во "Фэн" Академии наук РТ, Казань, 2012, 664с.
3. Хисамутдинов Н.И., Гильманова Р.Х., Владимиров И.В., Ахметов Н.З., Абдулмазитов Р.Г., Сарваретдинов Р.Г., Разработка нефтяных пластов в поздней стадии, Т. 1. Геология и разработка залежи в поздней стадии. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2004. – 252 с.

## APPLICATION OF GEOLOGICAL MODELING IN ORDER TO RECOVER RESIDUAL RESERVES IN THE OIL DEPOSITS OF THE REPUBLIC OF TATARSTAN

A. A. Sadykov, postgraduate student 2 years of study,  
Email: sadykov12@yandex.ru  
Institute of Geology and Oil and Gas Technologies,  
Kazan (Volga region) Federal University, Kazan,  
420008, 4/5 Kremlevskaya str., Kazan, geofak@kpfu.ru

**Abstract:** The work is devoted to the analysis of the geological structure on the example of one of the oil deposits in the Republic of Tatarstan in the conditions of a complex terrigenous reservoir. The studied reservoir has been developed for a long time and at the moment the problem of increasing the production of residual oil reserves is of great importance for deposits at the final stages of development. In this paper, the geological structure of the reservoir of the Upper Devonian kynovsky horizon was studied, data on the distribution of oil saturation were obtained, and maps of effective oil saturated thicknesses were constructed. Based on these data, areas of concentration of residual oil reserves were identified and methods for their extraction were proposed.

**Keywords:** reservoir, terrigenous formation, residual reserves, modeling, production, geology.

### References

1. Khisamov R.S. Efficiency of development of hard-to-recover oil reserves: Textbook. Kazan: «Fen» Publishing House of the Academy of Sciences of the Republic of Tatarstan, 2013. - 310 p.
2. Muslimov R.Kh., Oil recovery: past, present, future: textbook, Publishing House "Fen" of the Academy of Sciences of the Republic of Tatarstan, Kazan, 2012, 664 p.
3. Khisamutdinov N. I., Gilmanova R. H., Vladimirov I. V., Akhmetov N. Z., Abdulmazitov R. G., Sarvaretdinov R. G., Development of oil reservoirs in the late stage, Vol. 1. Geology and development of deposits in the late stage. Moscow: VNIIOENG, 2004, 252 p.

УДК 553.982.2

## ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ КОНТРОЛЯ КАЧЕСТВА ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ КУЮМБИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

*Р. И. Степанов*, аспирант кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, института нефти и газа СФУ  
e-mail: rusya.stepanov.2017@bk.ru

**Аннотация:** Как известно основная роль при геологоразведочном процессе и разработке месторождения отводится промыслово – геофизическим исследованиям скважин (ПГИ). Технологии ГИС применяются при различных задачах на скважинах. Одной из таких задач является изучение технического состояния нефтегазопромыслового оборудования а именно обсадной и эксплуатационной колонны. Данные исследования проводятся на протяжении всей жизни скважины от ее строительства до ликвидации.

**Ключевые слова:** геофизические методы контроля, методы оценки, цементирование.

### Введение

Как известно основная роль при геологоразведочном процессе и разработке месторождения отводится промыслово – геофизическим исследованиям скважин (ПГИ). Технологии ГИС применяются при различных задачах на скважинах. Одной из таких задач является изучение технического состояния нефтегазопромыслового оборудования а именно обсадной и эксплуатационной колонны. Данные исследования проводятся на протяжении всей жизни скважины от ее строительства до ликвидации. Далее автор даст краткую характеристику основным методам оценки технического состояния нефтегазопромыслового оборудования. Основными задачами материалов ГИС при оценке являются следующие:

- Оценка качества цементирования и состояния цементного камня по времени
- Установление положения муфтовых соединений колонны участков перфорации толщины и внутреннего диаметра
- Выявление дефектов в обсадных и эксплуатационных колоннах насосно – компрессорных и бурильных труб а именно трещины вмятины отверстия
- Оценка и определение мест притока или поглощения и интервалов затрубной циркуляции жидкости
- Контроль за установкой глубинного оборудования
- Оценка толщины парафиновых отложений в межтрубном пространстве

**АКЦ** – акустическая цементирования это метод позволяет изучить степень сцепления цемента с эксплуатационной или обсадной колонной и с

горной породы. Если же наблюдается то что колонна труб не имеет сцепления с цементом то она считается свободной то есть упругие колебания которые возбуждаются в ОК или ЭК не передаются обнаруживаемому цементному камню а возникающая упругая волна распространяется в обследуемой колонне со скоростью примерно равной 5200 м/с при относительно небольшом ослаблении. В случае качественной заливки и хорошем сцеплении камня между колонной и цементом образуется акустический контакт упругие колебания в колонне возбуждаются такие же колебания в цементе камне в связи с чем все большая энергия регистрации рассеивается между источником и приемником сейсмических волн. Для проведения исследований используется прибор именуемый акустическим цементомером который представляет собой двухэлементный акустический зонд с кольцевым магнитоотрицательным излучателем и кольцевым пьезоэлектрическим элементом (приемником). Технология является наиболее известной и универсальной в плане оценки качества цементирования скважин.

### **Оценка качества цементирования скважин**

Процедура цементирования скважин производится после окончания процесса бурения скважины и спуска обсадной колонны. После бурения скважины эксплуатационные обсаживают стальными колоннами и после этого проводится вскрытие продуктивного пласта с помощью создания интервалов перфорации при помощи перфораторов. Существует большое количество способов оценки технического состояния качества цементирования и осуществляется акустическими радиоактивными и электрическими методами. К таковым мы можем отнести геофизические исследования скважин для технического состояния обсадных колонн и цементного камня в затрубном пространстве при строительстве и эксплуатации скважин. К общим требованиям применения относят методы используемые для оценки целостности и несущей способности обсадной колонны и герметичности затрубного пространства оценки толщины обсадных труб наличие минимального и максимального проходного сечения труб глубины и протяженности интервалов перфорации. К таковым методам мы обычно относим магнитную локацию муфт электромагнитную дефектоскопию термометрию толщинометрию акустическую цементометрию гамму – гамму цементометрию.

**СГДТ** (спектральный гамма дефектомер – толщиномер) – метод используемый для оценки технического состояния обсадных колонн в течении всего периода их эксплуатации. Для контроля их технического состояния применяется методика которая позволяет регистрировать рассеянное гамма – излучение. Прибор для проведения СГДТ применяется для измерения толщины стенок обсадной колонны определять места расположения и посадки пакера в скважину определять месторасположение центрирующих фонарей выявлять дефекты в обсадных и насосно – компрессорных трубах которые



образуются при механическом воздействии эксплуатации или процессов коррозии. Техническое обследование эксплуатационных и обсадных колонн изучается примерно во весь процесс проведения эксплуатации нефтяного или газового месторождения. Замеры начинают выполнять непосредственно перед и после выхода скважины из бурения. При использовании данной технологии позволяет с высокой точностью определить возможные дефекты колонн. К таковым особенностям мы можем отнести внутренний диаметр колонн толщина стенок местоположение муфтовых соединений и участков нарушения целостности труб в результате образования коррозии различного рода трещин и при проведении перфорационных работ. Толщиномер позволяет определять и оценивать дефекты обсадных труб месторасположение муфт мест установки центрирующих фонарей пакеров толщины стенок эксплуатационных колонн.

**МЛМ** (магнитный локатор муфт) – метод используемый для оценки и определения положения соединительных муфт при помощи прибора который именуется ЛМ. Прибор для проведения локации муфт представляет собой катушку индуктивности с огромным объемом витков и 2 постоянных стержневых магнитов которые установлены по обе стороны катушки индуктивности полюсами навстречу друг другу. Оси катушки и магнитов совпадают. Результаты обработки и интерпретации диаграмм по методу ЛМ используются для привязки интервалов перфорации скважины где соединительная муфта служит репером. Их положение увязывают с маркирующими горизонтами обычных каротажных диаграмм необсаженных скважин путем совместной записи диаграмм ГК и МЛМ. Затем глубину спуска перфораторов проверяют по муфтам колонны. Обычное расстояние между соединительными муфтами около 10 м. Определение места прихвата ОК осуществляют с помощью приборов называемых прихватоопределителями. Эти приборы используют измерение магнитных свойств ОК связанное с ее механическим напряжением. Как известно выше прихвата напряжение меньше (здесь трубы как бы опираются на породу) чем под ним. Прихватоопределители так же как и локатор муфт содержат катушку индуктивности и пару постоянных магнитов магнитный поток которых замыкается через стенку колонны и пересекает витки катушки индуктивности.

**ЭМДС** (электромагнитный дефектоскоп) – технология проведения ГИС работ основанная на изучении процесса возникновения вихревого электрического тока или электромагнитного тока который возбуждается в обсадной колонне генераторной катушки прибора Электромагнитная дефектоскопия основана на изучении характеристик вихревого электромагнитного поля возбуждаемого в колонне генераторной катушки прибора.

Это один из способов

Основные задачи которые ставятся перед технологией:

Выявление башмака его местоположения и муфт обсадной колонны кондуктора технической колонны которая размещена за колонной в которой проводятся исследования

Определение и оценка толщины стенок обсадных труб

Выявление местоположения и размеров продольных и поперечных деффектов смятий и разрывов отдельных труб

Технология находит свое применение при определении интервалов негерметичности эксплуатационных колонн и интервалов заколонных перетоков. А также применяется в комплексе методов

Оценка положения муфтовых соединений и качества свинчивания труб в муфтах

### **Куюмбинское нефтегазоконденсатное месторождение**

Объектом исследования является Куюмбинское месторождение расположенное в пределах Эвенкийского муниципального района Красноярского края. Оценка технического состояния нефтегазового оборудования сводится к решению проблем связанных с использованием данных обсадных и эксплуатационных колонн. Исследования технического состояния при помощи промыслово – геофизических исследований проводятся как на этапе геологической интерпретации комплекса геофизических исследований скважин так и на этапе проведения работ по текущему и капитальному ремонту скважин. При изучении особенностей геологического строения Куюмбинского месторождения данные технологии играют непосредственную роль. Одной из предпосылок использование методов является вскрытие продуктивных пластов. В настоящее время при вскрытии продуктивных пластов огромную популярность пользуются кумулятивная и гидромеханическая щелевая перфорация. При проведении работ по выделению интервалов перфорации особенно взрывными методами мы сталкиваемся с наличием заколонных перетоков. Причиной тому является нарушение исходного качества цементирования эксплуатационных колонн. Для решения этой задачи активную роль как при проведении перфорационных работ а также оценке технического состояния эксплуатационных колонн применяются технологии магнитной интроскопии и акустической цементометрии. Для более эффективного использования результатов ПГИ на месторождении требуется при вскрытии пластов проводить технологии гидромеханической щелевой перфорации (ГМЦП) или гидрореспекоструйной перфорации (ГПП). Причиной тому является наличие карбонатного коллектора

При проведении различных спуско – подъемных операций мы часто сталкиваемся с коррозией внутрискважинного оборудования. Причиной тому являются множественные факторы. От химического состава подошвенных и пластовых вод. Для оценки коррозионного воздействия как на утяжеленные буровые и насосно – компрессорные трубы применяются геофизические методы.

При проведении текущего и капитального ремонта часто специалисты буровой бригады сталкиваются с такими процессами как прихват инструмента или прихват труб.

Особую роль

Роль технологий ГИС при оценке технического состояния неопределима. Она позволяет оценивать

Применение результатов полученных по методам применяется для разного рода решения проблем и вопросов. Так на Куюмбинском месторождении немалую роль играют технические способы оценки качества оборудования. Так при проведении ремонтных работ выявляются интервалы негерметичности эксплуатационных колонн наличия заколонных перетоков. Определение текущего забоя.

При оценке Куюмбинского месторождения мы наблюдаем наличие сосредоточенных желобных насосов замками и трубами бурильных колонн наличие искривления ствола скважины и процессов интенсивного искривления порезы и наличия сечений внутренней поверхности труб при разбуривании цементного стакана деформации и смятия обсадных колонн. Одной из главных проблем является оценка цементирования обсадных колонн.

При исследовании пород рифея Куюмбинского месторождения мы имеем дело с карбонатными кавернозно – трещиноватыми породами. Карбонатные породы рифея.

Если мы имеем дело с наклонно – направленными скважинами то применяют технологию профилиметрии. Один из способов геофизических исследований скважин

### **Список использованной литературы**

- 1.- Губина А.И., Луппов В.И., Плешков Л.Д. Геофизические методы исследования скважин: лабораторные работы : учеб. пособие / А.И. Губина, В.И. Луппов, Л.Д. Плешков; Перм. гос. нац. исслед. ун – т. Пермь, 2019. – 102 с.
2. Головин Б.А. Калинникова М.В. Муха А.А. Контроль за разработкой нефтяных и газовых месторождений геофизическими методами: Учебное пособие. – Саратов 2011. – с. 63.

### **GEOPHYSICAL METHODS OF QUALITY CONTROL OF CEMENTING OF KUYUMBINSKY OILFIELD**

*R. I. Stepanov*, post-graduate student of the Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Institute of Oil and Gas of SibFU

e-mail: rusya.stepanov.2017@bk.ru

**Abstract.** As is known, the main role in the geological exploration process and the development of the field is assigned to field and geophysical studies of wells (PGI). GIS technologies are used for various tasks at wells. One of such tasks is to study the technical condition of oil and gas field equipment, namely the casing and production column. These studies are carried out throughout the life of the well from its construction to liquidation.

**Keywords:** geophysical control methods, assessment methods, cementing.

### References

1. Gubina A.I., Luppov V.I., Pleshkov L.D. Geophysical methods of well research: laboratory work : textbook. manual / A.I. Gubina, V.I. Luppov, L.D. Pleshkov; Perm. state. National. research. un – T. Perm, 2019. – 102 p.
2. Golovin B.A. Kalinnikova M.V. Mukha A.A. Control over the development of oil and gas fields by geophysical methods: A textbook. – Saratov 2011. – p. 63.

УДК 622.24

## СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕЖДУ РУС И ВЗД

*М. Х. Фарджави*, студент 2 курса магистратуры,  
e-mail: mohammedhamoudi17@gmail.com

*И. А. Галикеев*, доцент кафедры БНГС  
e-mail: gilgizar@gmail.com.

Институт нефти и газа им. М.С. Гуцериева ФГБОУ ВО «Удмуртский  
государственный университет», (426034, Российская Федерация г. Ижевск,  
ул. Университетская 1)

**Аннотация.** Роторная управляемая система (RSS) изменила индустрию наклонно-направленного бурения, обеспечив более гладкий ствол, уменьшив крутящий момент, сопротивление и повышая скорость проходки. Несмотря на преимущества использования РУС, ВЗД все еще широко используется в наклонных скважинах из-за его более низкой суточной стоимости. Поэтому для оптимизации производительности и стоимости буровой операции очень важно проанализировать, когда РУС превосходит ВЗД. В данной работе анализируется эффективность между роторной управляемой системой и винтовой забойный двигатель.

**Ключевые слова:** бурение, двигатель, бурильные колонны, ствол скважины.

При бурении наклонно-направленных скважин можно использовать несколько инструментов, таких как клин-отклонитель, изогнутый переводник, наклонно-направленные компоновки низа бурильной колонны (КНБК), Винтовой забойный двигатель (ВЗД) и роторная управляемая система (РУС).

В настоящее время при бурении наклонно-направленных скважин используются ВЗД и РУС.

ВЗД широко использовались для наклонно-направленного бурения до изобретения РУС. ВЗД при бурении скважин выбирают в качестве альтернативы использованию РУС только потому, что ежедневные затраты ниже, чем у РУС.

РУС не является совершенно новой технологией. Эта технология была представлена в 90-х годах. С тех пор эта технология продолжает развиваться и изменила индустрию наклонно-направленного бурения. По опыту, бурение с использованием РУС дает более гладкие стволы и лучшую очистку ствола, чем при использовании ВЗД. РУС также дает другое преимущество, такое как возможность бурения с более протяжённые стволы.

Чтобы оптимизировать операцию бурения с точки зрения производительности и экономичности, очень важно проанализировать и выбрать, когда использовать РУС вместо ВЗД. Обоснование того, когда использовать РУС вместо ВЗД, невозможно только с учетом ежедневных затрат на оборудование. Необходимо провести сравнительный анализ производительности, чтобы иметь возможность выбрать правильную технологию для использования. Следует учитывать такие параметры, как скорость проходки (ROP), общая стоимость бурения, стоимость потерь в скважине и качество ствола скважины. Этот сравнительный анализ будет зависеть от спецификации проекта скважины и программы бурения.

ВЗД использует режим скольжения для увеличения или искривления ствола скважины. Этот режим скольжения влияет не только на очистку скважины, но и на вращение долота и доведение нагрузки на долото. Частота вращения долота уменьшается за счет отсутствия вращения бурильной колонны. Трение между бурильной колонной и стволом скважины также увеличивается в режиме скольжения. Эти силы трения уменьшают передачу нагрузки на долото. Снижение скорости вращения долота и уменьшение контроля нагрузки на долото снижают скорость проходки.

РУС обеспечивает вращение бурильной колонны при искривлении ствола скважины. Разница в этом механизме управления позволяет бурить с РУС быстрее, чем ВЗД, при искривлении ствола скважины.

В таблице 1 показано сравнение скорости проходки между РУС и ВЗД. Скорость проходки РУС не сильно отличалась от ВЗД на наклонных участках. Но на участке набора и снижения угла скорость проходки РУС была выше в 4 раза, чем скорости бурения с ВЗД. Эта огромная разница была вызвана режимом скольжения в обычной управляемой системе (ВЗД). Кроме того, следует учесть существенные потери времени при наращиваниях.

Таблица 1. Сравнение скорости проходки между РУС и ВЗД

<b>Секция бурения</b>	<b>РУС, (м/ч)</b>	<b>ВЗД, (м/ч)</b>
Участки набора и снижения угла	21	5
Наклонный участок	44	40

С данными о скорости проходки скважины, в которой использовался РУС и ВЗД, мы можем рассчитать время и стоимость бурения и провести экономическое сравнение между этими двумя скважинами.

Для экономического сравнения выбрана наклонная скважина с проектной глубиной 3477 м. Для сравнения рассматривается только наклонная часть скважины. Максимальный наклон составляет 15,67 градусов. Прогнозируемое общее количество дней бурения при использовании обеих технологий показано в таблице 2.

Таблица 2. Общее время бурения

Название	Длина (м)	РУС, (день)	ВЗД, (день)
Участок набора угла	242	0.56	2.02
Участок стабилизации угла	1146	1.08	3.7
Участок снижения угла	325	0.53	2.71
<b>Общее время бурения</b>		2.18	8.43

Хотя многие считают, что ВЗД является наиболее эффективным решением для бурения, это не всегда так. Данные бурения показывают, что РУС увеличивает скорость бурения в 4 раза на участках искривления по сравнению с ВЗД. Несмотря на то, что ежедневные затраты на РУС в 4 раза выше, чем на ВЗД, в конечном итоге общая стоимость буровой операции с использованием РУС в 2,7 раза ниже, чем с ВЗД, благодаря значительной разнице в скорости бурения при искривлении. Более того, РУС дает более гладкий ствол и меньшую извилистость, чем ВЗД. Эти условия обеспечивают косвенные преимущества, такие как сокращение времени на спуск обсадных труб и улучшение качества каротажных данных.



Рис. 1. Сравнение качества ствола скважины, построенного по данным квернмера: сверху – ВЗД с кривым переводником, снизу – РУС

### ***Основные выводы***

Бурение с использованием ВЗД дает более низкую скорость проходки из-за существенных потерь времени на интервалах скольжения, как показано в таблице 2. Для достижения целевой глубины с использованием РУС потребуется 2,18 дня. Это означает, что РУС бурит в 4 раза быстрее, чем обычный управляемый двигатель для данного проекта. В заключение следует отметить, что применение РУС дает не только технические, но и экономические преимущества.

### **Список использованной литературы**

1. Шэн Л., Нью Ю., Ван В., Гао М., Гэн Ю., Чжоу Д. Оценка торца инструмента для динамических роторных управляемых систем с наведением на до-

- лото с помощью нелинейной полиномиальной фильтрации IEEE Trans Ind Electron, 1557-9948 (2021),
2. Ван В., Гэн Ю., Ван К., Си Дж., Фио Дж. Д. Динамическая оценка торца инструмента для РУТ системы Датчики, 18 (9) (2018).
  3. Уоррен Т., 2019 г. Технология набирает обороты: рут, часть 1.

## PERFORMANCE COMPARISON ANALYSIS BETWEEN RSS AND CONVENTIONAL MUD MOTOR

*M. H. Farjawi*, 2nd year master's student.  
e-mail: mohammedhamoudi17@gmail.com

*I. A. Galikeev*, associate Professor.  
e-mail: gilgizar@gmail.com.

Institute of oil and gas name M.S. Gutserieva Of the "Udmurt state University",  
(426034, Russian Federation. Izhevsk, University street 1)

**Abstract.** Rotary Steerable System (RSS) has transformed the directional drilling industry by producing smoother borehole, reducing torque and drag and enhancing the Rate Of Penetration (ROP). Despite the advantages of using RSS, the conventional steerable motor is still widely used in deviated well due to its lower daily cost. Therefore, to optimize the performance and the cost of the drilling operation, it is critical to analyze when the RSS outweigh the conventional mud motor. This paper analyzes the performance between Rotary Steerable System and Conventional Steerable Motor.

**Keywords:** drilling, motor, drill strings, wellbore.

## References

1. Sheng L., Niu Y., Wang W., Gao M., Geng Y., Zhou D. Estimation of Toolface for dynamic point-the-bit rotary steerable systems via nonlinear polynomial filtering IEEE Trans Ind Electron, 1557-9948 (2021), 10.1109/TIE.2021.3097601
2. Wang W., Geng Y., Wang K., Si J., Fiaux J.D. Dynamic Toolface estimation for rotary steerable drilling system Sensors, 18 (9) (2018).
3. Warren, T., 2019. Technology gains momentum: RST Part 1.



УДК 622.24

## **ПОВЫШЕНИЕ КАЧЕСТВА КРЕПЛЕНИЯ СКВАЖИН С ПОМОЩЬЮ НАНОМОДИФИЦИРОВАННОГО ТАМПОНАЖНОГО ЦЕМЕНТА**

*М. С. Чирва*, студент 1 курса магистратуры кафедры БНГС,  
e-mail: miha.shirva@mail.ru;

*В. Н. Кузьмин*, кандидат наук, доцент  
e-mail: yakvn72@yandex.ru,

*И. Г. Поспелова*, кандидат наук, доцент  
e-mail: pospelovaig@mail.ru

*Н. В. Седов*, доцент кафедры БНГС  
e-mail: nvsedov@mail.ru

Институт нефти и газа им. М.С. Гущериева ФГБОУ ВО «Удмуртский  
государственный университет», (426034, Российская Федерация, г. Ижевск,  
ул. Университетская 1)

**Аннотация.** Качество крепления скважин является одним из самых важных показателей в процессе строительства скважин. В статье дан обзор современных нанодобавок для цемента и на основании анализа материала предложен один из оптимальных вариантов применения нанодобавок – многослойные углеродные нанотрубки.

**Ключевые слова:** строительство скважин, нанодобавки к цементам, углеродные нанотрубки.

Нарушение герметичности цементного кольца, как в результате некачественного первичного цементирования, так и в результате физико-химического воздействия на уже сформировавшийся цементный камень, приводит к преждевременному попаданию в продукцию скважин подошвенных вод, газо-водо-нефте-перетокам, образованию грифонов, загрязнению горизонтов с пресной водой и т.п. Экологическое состояние нефтедобывающего региона может стать в этом случае катастрофическим, а затраты на ликвидацию последствий становятся сопоставимы с первичными затратами на ввод месторождения в эксплуатацию.

Цементный камень наряду с достаточной механической прочностью, расширением, высокой адгезией к металлу и породе, должен обладать и минимальной пористостью. Все это зависит от технологии приготовления цементного раствора. С целью уменьшения влияния неблагоприятных факторов на формирование непроницаемого цементного камня разработаны и используются различные технические средства: от механических перемешивателей до электроимпульсного воздействия. Но в промышленных условиях большин-

ство разработок не находят достаточно широкого использования из-за низкой технологичности.

Метод обработки магнитными полями цементного раствора или воды затворения цемента известен, но требовал времени воздействия магнитного поля на цементный раствор до 10 мин. Водоотдача при этом снижается до 67%. Если бы этот метод нашёл практическое использование при креплении скважин, то было бы сэкономлено огромное количество химических реагентов при лучшем качестве крепления. Но ограничением было время обработки [1]

Анализ механизма влияния магнитного поля на цементный раствор показал, что магнитное поле воздействует главным образом на агрегаты ферромагнитных частиц, которых в цементе содержится 3-5%. Под действием магнитного поля происходит эффективное их разделение на множество мелких частиц, состоящих главным образом из трехвалентного железа. Эти частицы увеличивают количество центров кристаллизации в цементном растворе, происходит его активация, что в итоге улучшает физико-механические свойства цементного камня и тампонирующую способность цементного раствора, а, следовательно, и качество цементирования. Для реализации этого механизма было предложено оригинальный способ воздействия на цементный раствор. Физико-механические свойства цементного камня, полученного из раствора, обработанного в лабораторных условиях с помощью магнитного поля, изменились следующим образом. Плотность цементного камня увеличилась на 5%, прочность на разрыв – в 2,3 раза, прочность на сжатие – на 3%, стабильность – на 5%, растекаемость уменьшилась на 11% [2]. А это очень важно, так как прочность на разрыв, увеличивает стабильность цементного камня при перфорации, гидроразрыве, деформации колонн.

Добавление в цемент нанодисперсных модификаторов позволяет повысить прочность бетонов и пенобетонов [2, 3].

При этом для низкомарочных мелкозернистых бетонов, в которых прочность определяется не параметрами заполнителя, а, в основном, свойствами цементного камня, упрочнение может быть двукратным, а для высокомарочных составляет 20-30% от исходной прочности.

Добавка различных углеродосодержащих наноструктур в количестве менее 0,1% позволяет повысить прочность цементного камня в 1,5-2 раза.

Преимущества нанобетонов обусловлены особой структурой, формируемой вследствие самоорганизации цементного камня на наноуровне. Разные типы нанобетонов можно использовать при разных технологических операциях на скважинах. Так, плотные нанобетоны бессмысленно использовать в зоне продуктивных пластов и желательно в зоне питьевых горизонтов. Огнеупорные нанобетоны полезно будет использовать в скважинах, где запланированы термотехнологии.

Существует несколько видов нанодобавок. Для улучшения механических свойств цементных композитов рационально использовать вытянутые наночастицы, например, углеродные нанотрубки. Они обладают высокой прочностью, инертностью к кислотам и щелочам, армируют цементный камень и являются центрами кристаллизации, превращая его в высокопрочный материал [4]

Известно два направления модифицирования структуры цементных бетонов наноразмерными частицами:

– предварительный синтез частиц и последующее их введение в бетонную смесь;

– целенаправленное выращивание в твердеющей вяжущей системе необходимых для модифицирования структуры наноразмерных частиц.

Наибольшее распространение пока получил первый метод, но из-за высокой поверхностной активности углеродных нанотрубок, при синтезе они объединяются в конгломераты в виде порошкообразных гранул, т.е. имеют склонность к агломерации, что затрудняет их равномерное распределение по объему композита, что в результате приводит к получению материала с высокой неоднородностью по прочности, плотности и другим свойствам.

В настоящее время широкое применение находят модификаторы цемента, добавление которых увеличивает прочностные характеристики цементного камня – прочность на сжатие и изгиб, уменьшает время набора прочности и одновременно замедляет первичную схватываемость, уменьшает влагопоглощение, увеличивает морозоустойчивость и др. [5]

Начиная от графена и углеродных нанотрубок и заканчивая графитом, соединения углерода оказывают разное влияние на свойства цементного камня. Несколько лет назад была открыта двумерная модификация углерода – графен. Уникальный углеродный материал графен является одним из самых прочных, и его устойчивость к механическим воздействиям сравнима с алмазом.

Для строительства и герметизации нефтегазовых скважин обычно используется тампонажный цемент. Применение только цемента и воды для приготовления тампонажного состава, как показывает практический опыт, влечет за собой значительное количество осложнений при эксплуатации скважин, связанных, как правило, с качеством цементного камня и слабым адгезионным контактом его на границе «металл – цемент – порода». Это влияет на постоянно увеличивающиеся затраты на капитальный ремонт скважин и повышает экологическую нагрузку на окружающую среду.

#### *Углеродные нанотрубки*

Одними из перспективных и ожидаемых наноматериалов, которые будут играть важную роль в промышленности в ближайшие десятилетия, являются углеродные нанотрубки. Существует множество способов синтеза одностенных углеродных нанотрубок. Данный материал обладает схожими с

графеном свойствами, такими как высокая механическая прочность и электропроводность. Помимо этого, углеродные нанотрубки обладают уникальными свойствами в экстремальных условиях, таких как высокое давление.

В настоящее время углеродные нанотрубки модифицировали, сделав их многослойными. Даже небольшое внедрение (0,1, 0,25 и 0,5 %) модифицированных многослойных углеродных нанотрубок в тампонажные растворы приводит к значительному увеличению прочности цементного камня на сжатие, улучшает реологические свойства цементных растворов и, следовательно, их прокачиваемость в сложных термобарических условиях. Экспериментально определена оптимальная дозировка углеродных нанотрубок в составе цементных композиций, которая составила для однослойных - 0,005 % от массы цемента, а для многослойных - 0,0005 % от массы цемента.

Выявлено, что применение многослойных углеродных нанотрубок оказывает влияние на образование сетчатой структуры, которая оказывает в свою очередь сопротивление развитию усадочных наноразмерных трещин в объеме цементного композита, увеличивает концентрацию ионов кальция на старте периода гидратации, приводит к новообразованиям в виде гидро- силикатов кальция.

При введении однослойных углеродных нанотрубок в цементную композицию микроструктура цементного камня отличается неоднородной и более рыхлой структурой. Введение же многослойных углеродных нанотрубок приводит к образованию однородной, плотной и более мелкокристаллической структуры по сравнению с контрольным образцом цементного камня. Что приводит к увеличению прочности цементного камня на 40-50%.

Таким образом, установлено, что применение многослойных углеродных нанотрубок приводит к ускорению набора прочности цементного камня в ранние сроки твердения, к снижению значения усадочных нанотрещин, что положительно сказывается на качестве контакта на границах «порода – цемент», «цемент – обсадная колонна».

### **Список использованной литературы**

1. В.А. Тюднин, Н.Б. Котлярова. Наноцементы как вяжущая основа новых материалов для подземного строительства / Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2017 – С. – 223-233.
2. Al-Shargabi, M. A. T. S., & Al-Musai, A. H. A. (2021). Review of application of materials for controlling and preventing lose circulation on water-based muds MATS. In Новые идеи в науках о Земле. – С. - 147-150.
3. Бикбау М.Я. Нанотехнологии в производстве цемента. - М.: ОАО «Московский институт материаловедения и эффективных технологий». - 2008. - 768 с.

4. Бикбау М.Я. Свойства и структура бетонов на наноцементях. / В сб.» Бетон и железобетон в будущее». Научные Труды III Всероссийской (II Международной) конференции по бетону и железобетону. Москва. - 12-16 мая 2-14 г. - том 6. - С. - 158 – 170.

5. Pellenq R. J.-M., Kushima A., Shahsavari R., van Vliet, K.L., Buehler M.J., Yip S., Ulm F.-J. A realistic molecular model of cement hydrates / Nat/Acad. of Science. Proceedings, Wash. – 2009. - v. – 106. – 38. PP. – 16102 - 16107.

### IMPROVING THE QUALITY OF WELL ANCHORING USING NANOMODIFIED GROUTING CEMENT

*M. S. Chirva*, 1st year master's student of the BNGS Department,  
e-mail: miha.shirva@mail.ru;

*V. N. Kuzmin*, Candidate of Sciences, Associate Professor  
e-mail: yakvn72@yandex.ru ,

*I. G. Pospelova*, Candidate of Sciences, Associate Professor  
e-mail: pospelovaig@mail.ru

*N. V. Sedov*, Associate Professor of the BNGS Department  
e-mail: nvsedov@mail.ru

Udmurt State University, M.S. Gutseriev Institute of Oil and Gas (1 Universitetskaya str., Izhevsk, 426034, Russian Federation).

**Abstract.** The quality of well anchoring is one of the most important indicators in the process of well construction. The article provides an overview of modern nanoadditives for cements and, based on the analysis of the material, one of the optimal applications of nanoadditives – multilayer carbon nanotubes - is proposed.

**Keywords:** well construction, nano-additives to cements, carbon nanotubes.

### References

1. V.A. Tyudnin, N.B. Kotlyarova. Nanocements as a binding base of new materials for underground construction / Mining Information and Analytical Bulletin. – 2017 – p. - 223-233.
2. Al-Sharghabi, M.A. T.S., and Al-Musai, A.H. A. (2021). Overview of the use of materials to control and prevent loss of circulation on water-based mud mats. In New ideas in Earth Sciences. – S. - 147-150.
3. Bikbau M.Ya. Nanotechnologies in cement production. - M.: JSC "Moscow Institute of Materials Science and Effective Technologies". - 2008. - 768 p.

4. Bikbau M.Ya. Properties and structure of concrete on nanocements. / In the collection "Concrete and reinforced concrete in the future". Scientific papers in the III All-Russian (second International) Conference on Concrete and Reinforced Concrete. Moscow. - May 12-16, 2-14 - Volume 6. - S. - 158 – 170.
5. Pellenk R. J.-M., Kusima A., Shakhsavari R., van Vliet K.L., Buhler M.J., Ip S., Ulm F.-J. Realistic molecular model of cement hydrates / Nats. Academy of Sciences. Materials, Wash. – 2009. - v. – 106. – 38. PP. – 16102 - 16107.

УДК 622.24

## ВЛИЯНИЕ СПЕКТРА СИГНАЛА НА ОЦЕНКУ СКОРОСТИ ПОПЕРЕЧНОЙ ВОЛНЫ ПО ДАННЫМ ДИПОЛЬНОГО КАРОТАЖА

*Н. Ю. Чистяков*, аспирант кафедры “Геологии нефти и газа”, Пермский национальный исследовательский политехнический университет

*С. В. Белов*, к.т.н., инженер кафедры “Нефтегазовые технологии”, Пермский национальный исследовательский политехнический университет

**Аннотация.** Данная работа посвящена оценке интервального времени поперечной волны по данным изгибной волны, полученной с помощью дипольной системы измерения. Мы провели анализ влияния спектральной характеристики сигнала на получение дисперсионного плота по модельным данным дипольного каротажа. Показано, что для достоверной оценки необходимо расширение спектра изгибной волны в области низких частот.

**Ключевые слова:** дисперсионный анализ, спектр, поперечная волна, изгибная волна, интервальное время, дипольный каротаж.

Современные приборы все чаще используют для регистрации акустических волн в скважине две системы наблюдения: монополярную и дипольную. В связи с этим, в последние годы активно ведется изучение изгибной волны, регистрируемой при излучении дипольным источником. Известно, что изгибная волна является дисперсионной волной, её скорость сильно зависит от частоты колебаний. На низкой частоте скорость изгибной волны ( $V_{FL}$ ) асимптотически приближается к скорости поперечной волны ( $V_S$ ), которая регистрируется при возбуждении монополярным источником. На высокой частоте скорость  $V_{FL}$  стремится к скорости волны Шольте.

В статье [1] рассмотрено применение дисперсионного анализа для оценки величины и причины анизотропии околоскважинного пространства. Предполагалось, что спектр сигнала охватывает широкий диапазон частот. В новой работе на основе анализа модельных данных изучается влияние спектра регистрируемого сигнала изгибной волны на оценку скорости  $V_S$  тремя методами – SFA (анализ дисперсионных диаграмм частота-медленность), STC и фазовая корреляция первых вступлений. Моделирование изгибной волны сделано для следующих условий:

- радиус скважины 0.11 м;
- скорость поперечной волны 1500 м/с;
- скорость продольной волны 2700 м/с;
- скорость жидкости 1500 м/с;
- плотность жидкости 1000 кг/м<sup>3</sup>;

-плотность породы  $1700 \text{ кг/м}^3$ ;

Оценки скорости продольной и поперечной волны необходимы для определения физико-механических свойств горных пород. Монопольные секции приборов позволяют оценить скорость продольной волны и поперечной волны при условии, когда скорость больше скорости волны в скважинной жидкости. В случае низкой скорости поперечной волны используют дипольную секцию для регистрации изгибной волны, однако изгибная волна является дисперсной волной, величина её дисперсии достигает 150%.

На дисперсию скорости изгибной волны влияют несколько параметров: скорость продольной волны, скорость поперечной волны, скорость волны в жидкости, плотность породы и плотность жидкости. Дисперсионные кривые для скорости  $V_{FL}$  были построены с помощью дисперсионного анализа DPFS [2].

Современные приборы (MPAL, WaveSonic, SonicScanner, XMAC, Карсар) отличаются между собой: количеством зондов, шагом между приемниками, расстоянием от источника до первого приемника, шагом дискретизации и т.д. Но главное отличие – это качество регистрируемого сигнала и ширина спектра этого сигнала (табл. 1).

Таблица 1. Сравнение дипольных секций приборов

Параметры	MPAL	WaveSonic	SonicScanner	XMAC	Карсар
Диапазон частот*, кГц	2-12	1.5-4	2-7	2-5	2-8
Количество зондов	8	8	13	8	8
Шаг дискретизации, мкс	24	40	40	36	10
Шаг между приемниками, см	15.24	15.24	15.24	15.24	20

\*диапазон частот определён по спектру сигнала

Достоверность оценки скорости  $V_S$  зависит от положения нижней граничной частоты спектра изгибной волны. Граничная частота определяется по соотношению сигнал/шум. Уровень 10 дБ можно принять достаточным для анализа (рис. 1).

При оценке скорости волны методом STC получается средневзвешенная скорость волны в диапазоне частот спектра когерентного сигнала в выбранном временном окне. При увеличении длины окна для анализа в него будут попадать всё более медленные компоненты сигнала и, как следствие, будет возрастать ошибка оценки скорости  $V_S$ . В нашем исследовании оценка скорости  $V_S$  способом STC сделана для полного пакета изгибной волны.

Если качество сигнала позволяет, то можно сделать корреляцию первых вступлений изгибной волны. Первые выступления формируются наиболее быстрыми компонентами изгибной волны, поэтому такой способ дает оценку  $V_S$ , близкую к способу SFA.



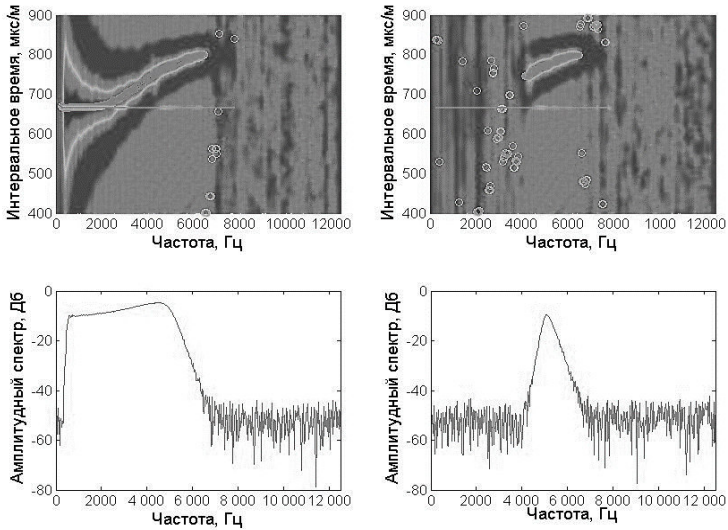


Рис. 1. Результаты дисперсионного анализа при изменении диапазона частот изгибной волны. Розовая линия – интервальное время поперечной волны ( $V_S = 1500$  м/с)

В таблице 2 приведены значения ошибки определения скорости поперечной волны тремя способами при изменении нижней границы спектра изгибной волны.

Таблица 2. Ошибки оценки скорости  $V_S$  различными способами

Частота, Гц	SFA	STC	По первым вступлениям
1000	-0.9%	9.39%	0.6%
1500	0.7%	10.4%	1.5%
2000	1.35%	10.53%	2.1%
2500	2.1%	11.11%	3.6%
3000	2.85%	12.58%	3.6%
3500	4.05%	13.4%	6.6%
4000	5.85%	14.9%	8.86%
4500	9.31%	16.4%	11.11%
5000	12.61%	17.6%	14.86%

Для получения оценки скорости  $V_s$  с ошибкой не более 2% необходимо, чтобы спектр сигнала содержал компоненты с частотой менее 2-2.5 кГц. Данный анализ сделан для модели со скоростью  $V_s = 1500$  м/с и уровнем некогерентного шума -50 дБ. При уменьшении скорости  $V_s$  изгиб дисперсионной кривой смещается в сторону более низких частот, но это не приводит к существенному росту ошибки вследствие уменьшения общей величины дисперсии. Наличие в регистрируемом сигнале низкочастотной когерентной помехи, например, от отраженной волны, может значительно исказить результаты дисперсионного анализа вследствие интерференции.

#### Выводы

Результаты моделирования показывают, что для достоверной оценки скорости при высоком качестве исходных данных, достаточно наличия в сигнале спектральных составляющих выше 2 кГц. При повышении уровня когерентных помех необходимо расширение спектра сигнала в сторону низких частот. Из рассмотренных приборов только прибор WaveSonic позволяет регистрировать изгибающую волну с частотой менее 2 кГц.

Используемый для оценки скоростей волн способ STC приводит к значительным ошибкам при широком окне анализа.

Исследования выполнены при поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации (проект № FSNM-2023-0005).

Работы выполнены на оборудовании Центра фильтрационно-емкостных свойств горных пород ПНИПУ.

#### Список использованной литературы

1. Чистяков Н.Ю., Белов С.В. Применение дисперсионного анализа при кросс-дипольном акустическом каротаже для оценки свойств горных пород // НТВ "Каротажник". Тверь: Изд. АИС. 2018. Вып.10 (292). С. 68-77.
2. Mukhopadhyay P., Cheng, A., and Tracad, P., 2013, The Differential-Phase Based Time- and Frequency-Semblance Algorithm for Array-Acoustic Processing and Its Application to Formation-Slowness Measurement // *Petrophysics*, 54(5), p. 475–481.

#### INFLUENCE OF THE SIGNAL SPECTRUM ON THE ESTIMATION OF SHEAR WAVE VELOCITY FROM DIPOLE LOGGING DATA

*N. Yu. Chistyakov*, postgraduate student of the Department of Geology of Oil and Gas, Perm national research polytechnic university

*S. V. Belov*, Ph.D., Engineer of the Department of Oil and Gas Technologies, Perm national research polytechnic university

**Abstract.** This work is devoted to the estimation of the slowness of the transverse wave according to the flexural wave data obtained using a dipole measurement system. We analyzed the influence of the spectral characteristic of the signal on obtaining a dispersion plot from the simulated dipole logging. It is shown that for a reliable estimate, it is necessary to expand the spectrum of the flexural wave in the low-frequency region.

**Keywords:** dispersion analysis, spectrum, shear wave, flexural wave, slowness, dipole logging.

### References

1. Chistyakov N.Yu., Belov S.V. Application of dispersion analysis in cross-dipole acoustic logging to assess the properties of rocks // NTV "Logger". Tver: AIS Publishing House. 2018. Issue 10 (292). pp. 68-77.
2. Mukhopadhyay P., Cheng A. and Trakadas P., 2013, A time and frequency similarity algorithm based on differential phase for acoustic array processing and its application for measuring the slowness of formation // *Petrophysics*, 54 (5), pp. 475-481.

УДК 622.24

## ОСОБЕННОСТИ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН НА ПРИМЕРЕ ПАТРАКОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ УДМУРТСКОЙ РЕСПУБЛИКИ

*П. И. Чучалина*, студент 4 курса,  
Институт нефти и газа им.М.С.Гуцериева УдГУ  
*Н. Г.Истомина*, Доцент кафедры ГНГ,  
Институт нефти и газа им.М.С.Гуцериева УдГУ  
e-mail: vppolina2002@yandex.ru

**Аннотация.** В данной статье рассмотрены особенности интерпретации ГИС горизонтальных скважин Патраковского нефтяного месторождения. Проведение геофизических исследований в горизонтальных скважинах основывается на следующих факторах: геологический (геолого-геофизические параметры, осложняющие факторы); технический (техническое состояние скважины); экономический (экономическая эффективность геофизики во время бурения). Описано предложение для проектных горизонтальных скважин по геофизическому исследованию скважин. Приведены также геофизические особенности интерпретации ГИС-планшетов Патраковского месторождения.

**Ключевые слова:** геофизические методы исследования скважин, горизонтальная скважина.

Данная статья написана по материалам и результатам прохождения производственной практики в АО «Белкамнефть им.А.А.Волкова» на Патраковском месторождении НГДУ-2, ЦДПН-2 г.Ижевск. Целью работы являлось сравнение промысловых данных Патраковского месторождения и изучение особенностей интерпретации результатов геофизических исследований скважин (ГИС) в горизонтальных скважинах (ГС) Патраковского месторождения Удмуртской Республики.

Данная тема будет актуальной для месторождений 4 стадии разработки. Одним из методов увеличения нефтедобычи, включая и трудноизвлекаемые запасы, являются скважины с горизонтальным окончанием, и основным источником информации по данным скважинам является комплекс ГИС. Особенность горизонтальных скважин заключается в том, что по сравнению с вертикальными скважинами усложняется положение траектории ствола и интерпретация комплексов ГИС, а также применяется более сложная аппаратура.

Анализ имеющегося материала ГИС показывает, что в большинстве случаев причиной снижения эффекта от ГС является ограниченный объем геофизических исследований и, как следствие, их низкая геологическая эффективность (снижается достоверность выделения проницаемых интервалов, зон развития трещиноватости, обводненных прослоев).

Первая особенность- это метод доставки приборов ГИС в интервал исследования:

1. Кабельные приборы, спускаемые на тракторе;
2. Автономные приборы, спускаемые на трубах;
3. Кабельные приборы, спускаемые на буровых трубах одновременно с кабелем (PLC);
4. Исследование во время бурения (LWD).

Вторая особенность- это влияние на показания методов и их интерпретацию: Более заметное влияние скважинных условий на показания ГИС; влияние вмещающих пород на показания методов ГИС в продуктивном пласте; сложная геометрия системы «скважина-пласт-приборы ГИС» и показания азимутальных приборов ведут к осевой разувязке методов [1].

Каротаж во время бурения (комплекс LWD) заменяет окончательный каротаж, обеспечивая возможность эффективного решения геологических задач: определения ФЕС пласта, характера насыщения, отбивки уровней ГНК/ВНК в разрезах, вскрываемых горизонтальными скважинами и скважинами с большими углами наклона, а также позволяет снизить риск аварийности, связанный с прихватом каротажного прибора.

Большинство сервисных компаний предоставляет средства для проведения гамма-гамма плотностного (ГГКп), акустического (АК) и нейтронного (НК) каротажей в их интегральной модификации для оценки коэффициентов пористости Кп и глинистости коллекторов в ГС/ННС. На качество данных ГИС влияют не только технические характеристики аппаратуры, но и состояние ствола скважины: его спирализация, наличие каверн и желобов, шламовых подушек, расслоение бурового раствора и его проникновение в пласт. При этом следует иметь ввиду, что состояние ствола скважины после окончания бурения только ухудшается, что снижает качество данных ГИС, получаемых после бурения ГС/ННС.

Специфика интерпретации данных ГИС в ГС связаны со следующими причинами:

1. Одной из характерных особенностей интерпретации ГИС в горизонтальных скважинах является литологическое расчленение по гамма-каротажу (ГК) не по экстремумам, как в случае вертикальной скважины, а по середине переходного интервала ГК. Это связано с тем, что в горизонтальных и наклонных скважинах ось прибора обычно составляет некоторый угол с плоскостью пласта, отличный от прямого. По этой причине другой литотип будет влиять на показания прибора с момента первого её обнаружения, до того момента, как прибор перестанет «ощущать» предшествующий литотип (т. к. ГК не имеет азимутальной направленности и будет снимать показания целиком вокруг скважины) [2].

2. Горизонтальная скважина пересекает пласты и проходит отложения, свойства которых (литология, пористость, насыщенность) известны. В данном случае особенность технологии интерпретации материалов ГИС будет заключаться в правильном определении расположения ГС и геологического профиля. Процедура стратиграфической разбивки и выделения пластов важна и при интерпретации данных ГИС ВС. Но для ГС эта процедура приобретает еще большую важность и сложность. Достоверная интерпретация показаний глубоких зондов невозможна без учета профиля скважины. В то же время сам профиль может быть скорректирован в процессе интерпретации.

3. ГС часто пересекает границы пластов, проходит вблизи границ, ВНК. Траектория скважины обладает различными участками: относительно вертикальный, набора кривизны, горизонтальный. В первых двух из них данные исследований отражают изменение свойств горных пород с глубиной. В горизонтальном участке положение скважины обуславливается траекторией ее проводки. Она может находиться далеко от границ пластов, внутри тонких (единицы метров) пластов, пересекать границы пластов с разных сторон, быть вблизи ВНК. Помимо учета влияния кровли или подошвы близ лежащих к ГС пород, возникает необходимость учитывать специфику зоны проникновения.

4. В скважинах с большими углами наклона схема интерпретации данных ГИС должна учитывать геометрию прослоев по отношению к стволу скважины, периферическое направление и эффективный объем измерения, влияние эффекта анизотропии на показание методов, а также профиль проникновения, отклонение приборов под действием гравитации, скопление шлама в нижней части ствола скважины [3].

Кроме технических недостатков приборов для исследований в ГС, а также недостаточного метрологического обеспечения, существует ряд общих проблем. Поэтому использование даже самых современных комплексов геофизических исследований и каротажа во время бурения не всегда позволяет получать качественные оценки ФЕС при традиционных подходах к интерпретации.

Также проблемой интерпретации ГИС в горизонтальных скважинах является операционное применение каротажа во время бурения. Появление быстрых алгоритмов моделирования показаний методов ГИС дает возможность применить их к реальным данным методов, зарегистрированным в скважине. Существует производственная необходимость выполнять 2-3 интерпретации за секцию и выбора схемы нижнего заканчивания, это ведет к увеличению нагрузки петрофизика. С начала развития технологий горизонтального бурения стали активно развиваться подходы к оптимизации проводки и геонавигации ГС, которые впоследствии легли в основу пространственной интерпретации данных ГИС. В качестве основного подхода при планировании бурения ГС используется моделирование откликов каротажных приборов.

Сегодня для геонавигации разработано и активно используется сервисными компаниями как собственное, так и стороннее программное обеспечение (ПО). Специализированных программных продуктов для интерпретации данных геофизических исследований горизонтальных скважин немного, хоть и широкий спектр геонавигационных услуг: модуль 3DP Techlog (Schlumberger), Горизонталь (Роснефть) и внутренние разработки ИНГГ СО РАН (tNavigator) [4].

Решение использовать LWD-системы- это экономическое усовершенствование может отражать прямую выгоду или улучшенную продуктивность. В режиме реального времени применения данных включают: быструю инклинометрию и информацию для горизонтального бурения; ускорение бурения и информацию о безопасности для своевременных решений, например, затрубного давления, порового давления и вибрации инструмента; быструю геологическую корреляцию, для геонавигационного предотвращения опасности [5].

Тем не менее, сначала необходимо определить, насколько оправдан буде этот способ в экономическом плане. Интерпретация ГИС чувствительна ко времени и длительности выдачи оперативного заключения. Необходимо максимально автоматизировать те процедуры, которые занимают максимальное количество времени. Решение состоит в применении LWD-систем. Бурение скважин с LWD-системами позволяет экономить до 24 часов и 600000 рублей на одну скважину. Физические основы методики интерпретации данных ГИС заключаются в том, что влияние вмещающих пород, угла падения и макроанизотропии в ГС учитывается посредством прямого моделирования и последующей процедуры сравнения с эталонной скважиной гистограммы нужного отрезка в массиве данных.

Предложенный комплекс исследований позволит получить более точную, комплексную оценку эффективной длины ГС, которая, в свою очередь, поможет с высокой точностью определить эффективную мощность пласта и проницаемость.

### Список использованной литературы

1. Орлов Л. И., Карпов Е. Н., Топорков В. Г. Петрофизические исследования коллекторов нефти и газа, М., Недр, 1987.
2. Дополнение к технологической схеме разработки Патраковского нефтяного месторождения Удмуртской Республики, Ижевск, 2020 г.
3. Проектирование и реализация бурения горизонтальных скважин и боковых горизонтальных стволов при разработке нефтяных и газонефтяных месторождений. Стандарт Компании № П1-01 С-038, версия 2.00. – Москва: РОСНЕФТЬ, 2008.
4. Щетинина Н.В., Мальшаков А.В., Басыров М.А., Зырянова И.А., Ганичев Д.И., Яценко В.М. Новые подходы и технологии интерпретации данных геофизических исследований горизонтальных скважин. Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть» 2016г.

5. Гагарин А.В., Газизов Р.К., Новиков Н.О., Кудашов К.В., Филимонов В.П. Перспективы использования информации, полученной при исследовании горизонтальных скважин, в корпоративных инструментах геологического моделирования. Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть» 2016г.

### **FEATURES OF GEOPHYSICAL STUDIES OF HORIZONTAL WELLS ON THE EXAMPLE OF THE PATRAKOVSKY DEPOSIT OF THE UDMURT REPUBLIC**

*P. I. Chuchalina*, 4th year student,  
Institute of Oil and Gas M.S.Gutseriev, UdsU  
*N. G. Istomina*, Docent of the Department of GNG,  
Institute of Oil and Gas M.S.Gutseriev, UdsU  
e-mail: vppolina2002@yandex.ru

**Abstract.** This article discusses the features of interpretation of GIS horizontal wells of the Patrakovsky oil field. Conducting geophysical research in horizontal wells is based on the following factors: geological (geological and geophysical parameters, complicating factors); technical (technical condition of the well); economic (economic efficiency of geophysics during drilling). A proposal for design horizontal wells for the geophysical study of wells is described. The geophysical features of the interpretation of GIS tablets of the Patrakovsky deposit are also given.

**Keywords:** geophysical methods of well research, horizontal well.

#### **References**

1. Orlov L. I., Karpov E. N., Toporkov V. G. Petrophysical studies of oil and gas reservoirs., M., Nedra, 1987.
2. Supplement to the technological scheme for the development of the Patrakovsky oil field of the Udmurt Republic, Izhevsk, 2020.
3. Design and implementation of drilling of horizontal wells and lateral horizontal shafts in the development of oil and gas-oil fields. Company Standard No. P1-01 S-038, version 2.00. – Moscow: ROSNEFT, 2008.
4. Shchetinina N.V., Malshakov A.V., Basyrov M.A., Zyryanova I.A., Ganichev D.I., Yatsenko V.M. New approaches and technologies of interpretation of geophysical studies of horizontal wells. Scientific and Technical Bulletin of OAO NK Rosneft 2016
5. Gagarin A.V., Gazizov R.K., Novikov N.O., Kudashov K.V., Filimonov V.P. Prospects for using information obtained during the study of horizontal wells in corporate geological modeling tools. Scientific and Technical Bulletin of JSC "NK "Rosneft" 2016.



УДК 622.24

## **ПРИМЕНЕНИЕ ГЕОХИМИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА ПРОДУКЦИИ СКВАЖИН ДЛЯ РЕШЕНИЯ ШИРОКОГО СПЕКТРА ЗАДАЧ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ**

*М. С. Шипаева*, м.н.с. Институт геологии и нефтегазовых технологий,  
К(П)ФУ, 420015, Россия, г. Казань, ул. Большая Красная, 4  
e-mail: mariasipaeva@gmail.com

*А. С. Старцева*, магистрант 2 курса, Институт геологии и нефтегазовых технологий, К(П)ФУ, 420015, Россия, г. Казань, ул. Большая Красная, 4  
e-mail: anast.startsewa2013@yandex.ru

*А. А. Шакиров*, генеральный директор ООО «Геоиндикатор»  
г. Альметьевск

*В. А. Судаков*, заместитель директора по инновационной деятельности,  
Институт геологии и нефтегазовых технологий, К(П)ФУ,  
420015, Россия, г. Казань, ул. Большая Красная, 4

**Аннотация.** В данной работе описан метод геохимического мониторинга пластовых флюидов, который является своего рода уникальным, оперативным, дающим понятную и простую информацию. Данные, получаемые с использованием геохимического мониторинга и анализа разработки рассматриваемого месторождения позволяют дать более точные выводы по профилю притока и источника обводнения особенно на поздней стадии разработки, когда количество обводненных скважин увеличивается, добыча нефти снижается, но источник обводнения остается не ясным.

Ключевые слова: геохимические исследования, пластовые воды, геоиндикаторы, заводнение, профиль притока.

На поздних стадиях разработки месторождений нефти, как правило, наблюдается тенденция снижения темпов отбора полезного ископаемого, ухудшение структуры запасов, а также рост обводнённости продукции, что влечет за собой увеличение затрат на добычу углеводородов. В таких случаях достижение проектного КИН обеспечивается за счёт ввода в эксплуатацию новых скважин, резки боковых стволов или перевода скважин на лежащие выше по разрезу горизонты (в зонах остаточных нефтенасыщенных толщин). Эффективность данных ГТМ оценивается достижением плановых показателей по добыче продукции, однако при этом возможно превышение прогнозируемых показателей по обводнённости и не всегда ясно, что является источником обводнения.

Нефтяная геохимия является признанной и динамично развивающейся наукой, теоретические основы и методы которой успешно применяются для повышения эффективности разведки и разработки нефтяных месторождений. Благоприятный исход геологоразведочного процесса в данном случае определяется результатами исследования типа нефтяных систем и разведочных рисков; генетической типизации нефтей; построением адекватных термических и флюидодинамических моделей и выявлением роли вторичных процессов.

Технология геохимического мониторинга продукции скважин включает в себе объединение двух направлений развития науки – нефтегазодобычи и высокоточных методов исследования, позволяющих определять содержание геомаркеров в пластовых системах в миллиардных долях, а так же позволяющих определять изотопные соотношения [1]. Технология реализует принципиально новый подход к изучению недр, наработку статистики и баз данных, в том числе на основе изотопных данных, ранее не применявшихся обширно в нефтяной геологии, однако примеры, приведенные в работе показывают перспективу их использования. Разработанные алгоритмы математического аппарата обработки данных являются уникальными и позволяют предсказывать источники обводнения на основе обучающей выборки, показывать в числах результаты работы геохимического мониторинга.

Способ геохимического контроля за разработкой нефтяных месторождений, включает отбор проб нефтепромысловых жидкостей и их смеси, определение в пробах методами ГХМС, SARA, микро- и макрокомпонентного анализов флюида, изотопными исследованиями и других геохимических параметров-маркеров, на основании интерпретации которых решаются такие задачи, как установление объемных долей продукции (нефть, вода), исследования скважин сложной конструкции (в скважинах с бурением боковых стволов, боковых горизонтальных стволов, с проведенными работами по ГРП и прочее), определение нарушений и заколонных перетоков (выявление источника воды, не свойственного перфорированному в скважине пласту), мониторинг эффективности скважин после ГТМ по применению МУН на нагнетательных и добывающих скважинах, площадные исследования фильтрационных потоков (изучение продвижения фронта после заводнения).

На первом этапе подбираются скважины-кандидаты для проведения исследований (рисунок 1). Затем отбираются пробы пластового флюида и проводятся измерения их уникального состава на основе комбинации методов исследования. Выявляются отличительные характеристики каждого пласта. Строятся графики и карты по распределению выявленных геоиндикаторов. Данные увязываются с особенностями разработки участка исследований.

Технология универсальна и может применяться в любой сфере: не только изучение любых жидкостей (пластовых систем, наземной гидросфе-

ры), но и различных сред. Принципы и алгоритмы обработки остаются те же, меняются только некоторые компоненты комплексной обработки.



Рисунок 1. Схема реализации геоиндикаторной технологии

Применение данной технологии на практике позволяет снизить эксплуатацию оборудования. Здесь можно учесть как снижение затрат на геофизическое оборудование, применяемого ранее для тех же целей, так и самого скважинного оборудования (при отключении обводненных пластов происходит целевая и более равномерная выработка именно продуктивных объектов).

Технологическая цепочка на производстве с помощью применения геоиндикаторной технологии упрощается, уточняются процессы, протекающие в пласте. Достаточно отобрать пробу, чтобы выявить геохимию и обстановку по скважине. Построение площадных карт позволяет проследить изменение по залежи в целом, продвижение фронта заводнения. Технология позволяет выявить нарушения в конструкции скважин и фронт распространения нагнетаемой воды и ответить на многие другие актуальные вопросы, возникающие на промысле.

В работе [2] на примере одного из месторождений Республики Татарстан представлено применение данной технологии. В ходе исследования выполнены геохимические исследования образцов с целью определения 65 геохимических показателей, проведена идентификация составов кыновского и пашийского горизонтов, произведен расчет долей добываемой воды по пластам, установлен источник обводнения, активизировавший свою деятельность после зарезки ЗБС. Результаты геохимических исследований были подтверждены методами ГИС.

В другой работе [3] подобные исследования были проведены на скважинах, перфорированных на башкирский ярус и верейский горизонт, выяв-

лены идентифицирующие маркеры для каждого из пластов, определены источники обводнения скважин после проведения ГРП, даны заключения по долям притока с каждого исследуемого горизонта.

### Список использованной литературы

1. Шипаева М.С., Нуриев И.А., Евсеев Н.В., Мифтахов Т.Р., Судаков В.А., Шакиров А.А. Совершенствование эффективности отбора нефти и поиск источника обводнения на многопластовых залежах геохимическими методами исследований добываемого флюида // Георесурсы Т.22.№4.2020. DOI: 10.18599/grs.2020.4.93-97
2. Применение геоиндикаторной технологии для выявления источника обводнения в продукции добывающих скважин и совмещение с результатами ГИС / А. А. Шакиров, М. С. Шипаева, А. С. Старцева [и др.] // Геомодель 2022: Сборник материалов 24-й научно-практической конференции по вопросам геологоразведки и разработки месторождений нефти и газа, Геленджик, 05–08 сентября 2022 года. – Москва: Общество с ограниченной ответственностью "ЕАГЕ ГЕОМОДЕЛЬ", 2022. – С. 340-343. – EDN QUBDQO.
3. Мингазов Д.Ф., М.С. Шипаева, А.А. Шакиров, А.С. Старцева. Геохимические методы исследований пластового флюида для анализа и управления разработкой месторождений // Научно-практическая конференция по нефтяной гидрогеологии и геохимии, Казань, 2022.
4. Shipaeva M., Nurgaliev D., Zaikin A., Sudakov V., Shakirov A., Lutfullin A., Ganiev B. Геохимический мониторинг пластовых флюидов для управления разработкой с учетом осложняющих факторов на зрелых месторождениях нефти // Российская нефтегазовая техническая конференция SPE 2021
5. Shipaeva M.S., Nurgaliev D.K., Sudakov V.A., Shakirov A.A., Lutfullin A.A., Ganiev B.G., Minikhairov L.I. The Geochemical Survey Methods for Optimization of Oil Field Development // The Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference (ADIPEC) SPE 2021.

### APPLICATION OF GEOCHEMICAL MONITORING OF WELL PRODUCTION TO SOLVE A WIDE RANGE OF TASKS IN THE OIL AND GAS INDUSTRY

- M. S. Shipaeva.* junior researcher, Institute of Geology and Petroleum Technologies, KFU, 4 Bolshaya Krasnaya str., Kazan, 420015, Russia
- A. S. Startseva,* master's student 2 years of study, Institute of Geology and Petroleum Technologies, KFU, 4 Bolshaya Krasnaya str., Kazan, 420015, Russia
- A. A. Shakirov.* Technical executive officer LLC «Geoindikator», Al'met'evsk
- V. A. Sudakov.* Deputy Director for Innovation, Institut geologii i neftegazovykh tekhnologiy. KFU, 4 Bolshaya Krasnaya str., Kazan, 420015, Russia

**Abstract.** This paper describes a method of geochemical monitoring of reservoir fluids, which is a kind of unique, operational, giving clear and simple information. The data obtained using geochemical monitoring and analysis of the development of the field in question allow us to give more accurate conclusions, especially at a late stage of development, when the number of flooded wells increases and oil production decreases, but the source of water remains unclear.

**Keywords:** geochemical studies, reservoir water, geoinicator's, waterflooding, inflow profile.

### References

1. Shipaeva M.S., Nuriev I.A., Evseev N.V., Miftakhov T.R., Sudakov V.A., Shakirov A.A. Improving the efficiency of oil extraction and searching for a source of flooding in multi-layer deposits by geochemical methods of research of the extracted fluid // Georesources Vol.22.No.4.2020. DOI: 10.18599/grs.2020.4.93-97
2. Application of geoinicator technology to identify the source of water in the production of producing wells and combination with the results of GIS / A. A. Shakirov, M. S. Shipaeva, A. S. Startseva [et al.] // Geomodel 2022 : Collection of materials of the 24th scientific and practical conference on geological exploration and development of oil and gas fields Gaza, Gelen-jik, 05-08 September 2022. – Moscow: Limited Liability Company "EAGE GEOMODEL", 2022. – pp. 340-343. – EDN KUBDKO.
3. Mingazov D.F., M.S. Shipaeva, A.A. Shakirov, A.S. Startseva. Geochemical methods of reservoir fluid research for analysis and management of field development // Scientific and practical conference on Petroleum Hydrogeology and Geochemistry, Kazan, 2022.
4. Shipaeva M., Nurgaliev D. A. Zaikin, V. Sudakov, A. Shakirov, A. Lutfullin, Ganiev B. Geochemical monitoring of reservoir fluids for development management taking into account complicating factors factors in mature oil fields // Russian Oil and Gas Technical Conference SPE 2021
5. Shipaeva M.S., Nurgaliev D.K., Sudakov V.A., Shakirov A.A., Lutfullin A.A., Ganiev B.G., Minikhirov L.I. Methods of geochemical exploration for optimization of oil field development // Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference (ADIPEC) SPE 2021.

## **СЕКЦИЯ 3**

# **РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

УДК 622.276.1/4

## **АВТОМАТИЗАЦИЯ ПРОЦЕССА ВЕРИФИКАЦИИ ДАННЫХ И ПРОЦЕССА АДАПТАЦИИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ**

*Р. М. Амерханов, Р. Р. Хасанов, Б. Т. Махмудов*

Центр моделирования, ПАО «Татнефть»

Альметьевский государственный нефтяной институт, аспирант

e-mail: amerruslan@yandex.ru

*А.Х. Гилязов*, Центр моделирования, ПАО «Татнефть»

**Аннотация.** На качество гидродинамических моделей (ГДМ) большое влияние оказывает полнота и достоверность исходных данных. При работе с крупными объектами разработки, имеющими колоссальные объемы накопленной информации, процесс верификации исходных данных является достаточно трудозатратным и длительным. В данной статье рассмотрен опыт использования методов автоматизации проверки и корректировки входной информации для ГДМ, которые позволяют значительно сократить время на подготовку базы данных, а также описан автоматизированный подход к пре-процессингу и адаптации моделей, примененный на объектах нижнего карбона и терригенного девона Ново-Елховского месторождения.

**Ключевые слова:** гидродинамическая модель, Python, относительная фазовая проницаемость, абсолютная проницаемость, продуктивность.

Ново-Елховское месторождение – это уникальное многопластовое месторождение со сложным геологическим строением, длительной историей разработки и большим объемом накопленных данных. В рамках работы по созданию ГДМ терригенного девона и нижнего карбона Ново-Елховского месторождения, была разработана и апробирована методика по подготовке данных для динамической секции фильтрационной модели, которая включает в себя анализ информации как с помощью электронных таблиц, так и с использованием авторского программного кода на языке Python.

Анализ большого объема информации в ручном режиме требует значительных ресурсов и времени. Кроме того, при ручном труде существует риск пропуска ошибок. Одним из решений для автоматизации подготовки базы данных для ГДМ является скрипт для поиска несоответствий даты перфорации либо изоляции пластов и данных по добыче. В результате использования данного скрипта было обнаружено 68 пропущенных записей перфораций и изоляций.

В отложениях нижнего карбона на Ново-Елховском месторождении продуктивными являются тульский и бобриковский горизонты и турнейский ярус, которые разрабатываются единой сеткой скважин. Поэтому было принято решение о построении единой модели для данных отложений.

Однако при построении ГДМ и расчете прогнозных вариантов возникла необходимость учета выработки запасов отдельно по каждому пласту. Для реализации этой задачи был написан программный код, который на основе информации о перфорациях определял вскрытые каждой скважиной объекты разработки на протяжении всей рассматриваемой истории и автоматически создавал дубли траекторий с соответствующим индексом горизонта, что позволило сократить на 70% время, затрачиваемое на данную работу при ручной корректировке.

Первичная инициализация ГДМ, как правило, характеризуется низкой схожимостью расчетных данных с историческими показателями. Для того, чтобы ускорить процесс настройки модели на историю разработки и уменьшить количество расчетов, был разработан программный код, который решает следующие задачи: автоматизация процесса адаптации с целью минимизации или исключения действий, совершаемых специалистами в ручном режиме; уточнение геологической модели; уточнение петрофизических зависимостей.

В основу программного кода заложена методика модификации абсолютных и фазовых проницаемостей, которая позволяет добиться соответствия рассчитанных и фактических коэффициентов продуктивности и накопленных показателей добычи жидкости. При этом имеется возможность задавать верхние и нижние границы полученных значений для предотвращения вылетов. Для получения удовлетворительного результата достаточно от трех до семи итераций автоматического запуска ГДМ с использованием программного кода (Рисунок 1) в ПО «tНавигатор». Программный код был создан на языке python на основе API tНавигатор, который запускается с помощью модуля «Калькулятор графиков». В результате работы скрипта формируются необходимые файлы в папке с ГДМ, которые подключаются в data файл. Остается только переинициализировать модель, внести исправления по проблемным скважинам и запустить на расчет.

Используемая методика включает в себя три варианта модификации абсолютной проницаемости [1].

1. При малом количестве или отсутствии фактических данных по забойным и пластовым давлениям множитель определяется, как отношение фактической накопленной добычи жидкости к модельной.
2. При наличии фактических данных по забойным давлениям и редких или отсутствии данных по пластовым давлениям – возможно использовать алгоритм, который позволяет добиться соответствия фактической и модельной накопленной добычи жидкости по скважинам. Такой множитель определяется, как ме-



диана произведения отношений накопленного фактического/модельного дебитов жидкости и фактического/модельного забойных давлений.

3. При условии наличия всех необходимых данных более точно будет определять множитель, равный отношению фактической и модельной продуктивностей, полученных медианным значением для исключения некондиционных значений. Данная методика удовлетворительно настраивает продуктивность скважины на историю при условии, что фактическая и модельная накопленные добычи жидкости соответствуют регламенту по адаптации.

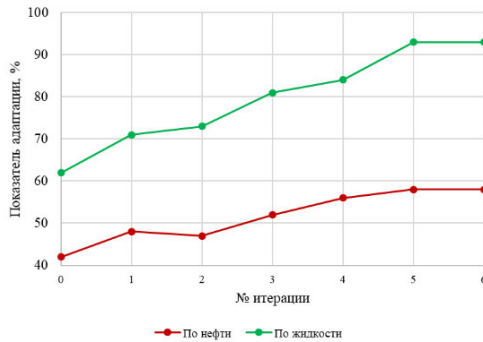


Рисунок 1. Динамика показателей адаптации

Методика для модификации относительных фазовых проницаемостей (ОФП) по воде при критической нефтенасыщенности начинается с расчета отношения фактического и расчетного дебитов воды, после чего происходит осреднение множителя не только по скважине, а отдельно по работающим пластам.

Результатом применения данного решения является быстрая настройка продуктивностей и накопленной добычи скважин за счёт последовательной модификации в несколько итераций абсолютной проницаемости и ОФП по воде при критической нефтенасыщенности, а также оперативное выявление всех проблемных участков в ГДМ, где необходимо проведение детального геолого-промыслового анализа специалистом по гидродинамическому моделированию. Кроме того, использование программного кода специалистами показало, что интегральная адаптация по нефти в среднем увеличивается на 15-20%, а интегральная адаптация по жидкости возрастает до 95%, что соответствует регламенту по адаптации.

Данный алгоритм за несколько итераций позволяет решить следующие задачи:

1. уточнение геологической модели, выявление линз (изолированных участков), где просаживается пластовое давление;
2. выявление нарушений технического состояния скважин;

3. выявление неучтенных геолого-технических мероприятий, направленных на изменение коэффициента продуктивности;
4. выявление интервалов перфораций, не полностью попадающих в коллектор;
5. несоответствие энергетического состояния объекта из-за недостаточного объема аквифера.

### Список использованной литературы

1. Сыртланов В., Головацкий Ю., Ишимов И., Межнова Н., Hughes B. О некоторых приемах автоматизации адаптации гидродинамических моделей месторождений углеводородов, Москва, 2019. SPE – 196878.

### AUTOMATION OF THE PROCESS OF DATA VERIFICATION AND THE PROCESS OF ADAPTATION OF HYDRODYNAMIC MODELS

*R. M. Amerkhanov, B. T. Makhmutov, R. R. Khasanov*  
Modelling centre, PJSC «Tatneft»

Almetyevsk oil state institute, postgraduate, e-mail: amerruslan@yandex.ru  
*A. H. Gilyazov*, Modelling centre, PJSC «Tatneft»

**Abstract.** The quality of hydrodynamic models (HDM) is greatly influenced by the integrity and reliability of the initial data. When working with large fields that have enormous amounts of accumulated information, the process of verifying the initial data is quite labor-intensive and time consuming. This article discusses the experience of using methods for automating the verification and correction of input information for hydrodynamic models, which can significantly reduce the time for preparing a database, and also describes an automated approach to preprocessing and adaptation of models applied on objects of the Lower Carbon and terrigenous Devon of the Novo-Elkhovskoye field.

**Keywords:** hydrodynamic model, Python, relative phase permeability, absolute permeability, productivity.

### References

1. Syrtlanov V., Golovatsky Yu., Ishimov I., Mezhonova N., Hughes B. On some techniques for automating the adaptation of hydrodynamic models of hydrocarbon deposits, Moscow, 2019. SPE – 196878.

УДК 622.276

**ДОВЫРАБОТКА КАШИРО-ПОДОЛЬСКОГО ОБЪЕКТА АРЛАНСКОГО  
МЕСТОРОЖДЕНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫМИ СКВАЖИНАМИ С  
ПРИМЕНЕНИЕМ ТЕХНОЛОГИИ МНОГОСТАДИЙНОГО ГРП НА  
ПОЗДНЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ**

*А. С. Годунова*, студент 4 курса,  
Институт нефти и газа им. М.С. Гуцериева УдГУ  
*А. А. Николаева*, студент 4 курса,  
Институт нефти и газа им. М.С. Гуцериева УдГУ  
e-mail: godunchik18@gmail.com

**Аннотация.** Вятская площадь Арланского месторождения разрабатывается с 1973 г. В геологическом разрезе выделяются терригенная толща нефтеносный комплекс и карбонатный каширо-подольский. Объектом исследования представляется каширо-подольский комплекс, который включает в себя 5 продуктивных пластов:  $P_2$ ,  $P_3$ ,  $K_1$ ,  $K_2$  и  $K_4$ . Месторождение характеризуется сложным геологическим строением, находится на поздней стадии разработки, где сосредоточено 43,2% остаточных извлекаемых запасов. Исходя из геологической и технической характеристики залежей предлагается довыработка запасов бурением горизонтальных стволов с применением технологии МСГРП.

**Ключевые слова:** Горизонтальные скважины (ГС), многостадийный гидравлический разрыв пласта (МСГРП), каширо-подольские отложения (КПО), трещиноватый коллектор.

Продуктивные пласты каширо-подольских отложений Вятской площади сложены карбонатными горными породами и представлены известняками, серыми, органогенными, с переслаиванием доломитов. КПО характеризуются высокой неоднородностью распространения фильтрационно-ёмкостных свойств; пористость продуктивных отложений изменяется в пределах 11-30%, проницаемость от 0,03 до 350 мД. Основные запасы сосредоточены в пластах  $P_2$  и  $K_1$ , данные коллекторы характеризуются хорошей и отличной пористостью, однако отличаются слабыми фильтрационными свойствами – проницаемость основных коллекторов составляет 24 и 46 мД, по проницаемости коллектора соотносятся со средней проницаемостью, однако выделяются слабопроницаемые пропластки. Расчленённость составляет от 1 до 5 пропластков по площади и разрезу, более половины запасов Вятской площади сосредоточены в маломощных пластах толщинами менее 2 м. Залежи пластово-сводовые, литологически ограниченные.

Исходя из вышеперечисленных геологических характеристик, запасы нефти исследуемого объекта относятся к категории трудно извлекаемых:

- Залежи нефти в карбонатных коллекторах;
- Низкопроницаемые продуктивные отложения;
- Маломощные нефтенасыщенные толщины;
- Трещинные коллекторы;
- Высоко расчленённые пласты.

Особый интерес перед разработкой КПО предстал в 2015-2016 гг., в то же время была пересмотрена геологическая модель строения месторождения и подход к системе разработки залежей Вятской площади Арланского месторождения. До 2016 г. запасы объекта КПО вовлекались в разработку преимущественно путем переводов на вышележащие горизонты (ПВЛГ) скважин с разрабатываемых нижележащих пластов. Фильтрационные модели в этот период создавались в малом количестве, преимущественно в рамках этапов проектного документа, их детальность не позволяла прогнозировать показатели бурения горизонтальных скважин и боковых горизонтальных стволов с МГРП и планировать мероприятия по снижению геологических рисков. [1]

На сегодняшний момент роль бурения ГС с применением технологии МСГРП, как успешного метода увеличения нефтеотдачи, оценивается не только на начальной стадии разработки, но и на поздней стадии разработки нефтяных месторождений. Применение МСГРП в ГС эффективнее в 2,5 раза наклонно-направленного бурения при разработке трудно извлекаемых запасов. [2]

Горизонтальные скважины увеличивают поверхность дренажа нефтенасыщенных толщин за счёт большей площади взаимодействия ствола скважины с поверхностью продуктивного пласта.

Для поздней стадии разработки характерен рост обводнённости продукции, для КПО Вятской площади характерно близкое расположение нефти- и водонасыщенных коллекторов, что несёт риск образования конусов воды; бурение ГС в таких залежах минимизирует риск образования конусов обводнения и как следствие усиленного обводнения углеводородного сырья.

Одним из наиболее успешных методов, применяемых для увеличения нефтеотдачи в трещинных карбонатных пластах является ГРП. При этом возрастает производительность скважины за счёт образования новых трещин и воздействия на маломощные толщины.

В случае КПО, с учётом геологического строения участка недр, предлагается МСГРП: метод успешен при неравномерной выработке запасов по разрезу в условиях высокой неоднородности. В данном случае предлагается применение МСГРП с использованием пакерных установок. Технология предполагает разобщение горизонтального ствола скважины на отдельные зоны, в которых производят ГРП. Это позволяет контролировать риск обводнения добываемой нефти.

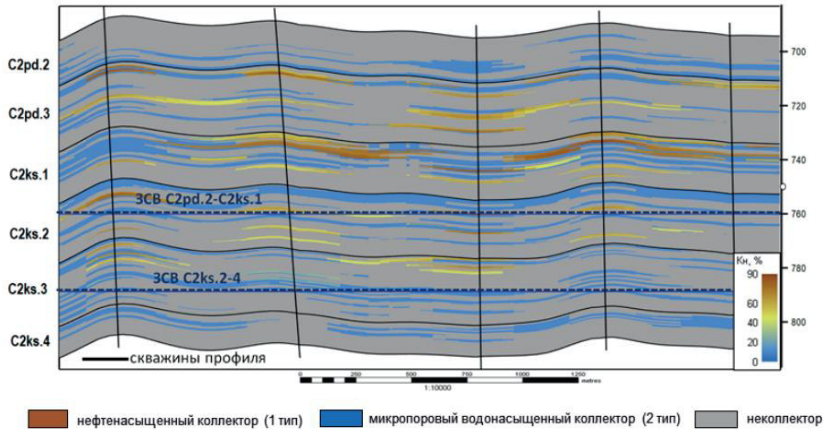


Рис. 1. Схематический геологический профиль распределения типов пород и насыщения каширо-подольских отложений с 2016 г.

С 2021 г. на Вятской площади Арланского месторождения разбуриваются ГС под применение технологии МСГРП; было пробурено 17 скважин. Выделяется 3 зоны разбуривания скважин: Северо-Западная (скважины s1, s2, s3, s9, s10), Юго-Восточная (скважины s4, s5, s6, s8, s11, s12, s13, s14, s15, s16, s17) и одна скважина в центральной части площади – s9.

Таблица 1. Эффекты МСГРП

			Запусковой эффект				
			Qж	%	Qн	Нэфф.	Запасы ост.
АРЛАНСКОЕ	s1	ПОДОЛЬСКО-КАШИРСКИЙ	120	79	22,4	6-8	0,2-0,4
АРЛАНСКОЕ	s2	ПОДОЛЬСКО-КАШИРСКИЙ	98	71	24,8	14-16	0,2
АРЛАНСКОЕ	s3	ПОДОЛЬСКО-КАШИРСКИЙ	67	68	18,6	16-18	0,2
АРЛАНСКОЕ	s4	ПОДОЛЬСКО-КАШИРСКИЙ	26	63	8,5	8-12	0,0-0,1
АРЛАНСКОЕ	s5	ПОДОЛЬСКО-КАШИРСКИЙ	65	45	31,2	12-14	0,2
АРЛАНСКОЕ	s6	ПОДОЛЬСКО-КАШИРСКИЙ	91	74	20,7	10-16	0,0-0,1
АРЛАНСКОЕ	s7	ПОДОЛЬСКО-КАШИРСКИЙ	117,6	75,9	24,7	10-12	0,0-0,1
АРЛАНСКОЕ	s8	ПОДОЛЬСКО-КАШИРСКИЙ	110	59	39,5	18-20	0,2
АРЛАНСКОЕ	s9	ПОДОЛЬСКО-КАШИРСКИЙ	39	55	15,4	22-24	0,2-0,4
АРЛАНСКОЕ	s10	ПОДОЛЬСКО-КАШИРСКИЙ	84,1	72,3	72,3	16-18	0,2-0,4
АРЛАНСКОЕ	s11	ПОДОЛЬСКО-КАШИРСКИЙ	50	63	16,1	10-12	0,0-0,1
АРЛАНСКОЕ	s12	ПОДОЛЬСКО-КАШИРСКИЙ	99,3	79,9	17,5	16	0,0-0,2
АРЛАНСКОЕ	s13	ПОДОЛЬСКО-КАШИРСКИЙ	61	65	18,9	10	0,0-0,1
АРЛАНСКОЕ	s14	ПОДОЛЬСКО-КАШИРСКИЙ	91	64	28,9	12-14	0,0-0,1
АРЛАНСКОЕ	s15	ПОДОЛЬСКО-КАШИРСКИЙ	84	35	47,6	8-12	0,0-0,2
АРЛАНСКОЕ	s16	ПОДОЛЬСКО-КАШИРСКИЙ	80,8	66,8	23,5	12-14	0,0-0,1
АРЛАНСКОЕ	s17	ПОДОЛЬСКО-КАШИРСКИЙ	81	63	26,3	12-14	0,0-0,1

По результатам сопоставления запускных эффектов скважин, карт эффективных толщин и остаточных запасов можно выявить следующие закономерности:

1. Скважины СЗ зоны характеризуются меньшими дебитами нефти с обводнённой продукцией свыше 50%;
2. Наиболее продуктивные отложения расположены в зоне 0,2 по остаточным запасам в СЗ части;
3. Эффективные толщины 16-18 м характеризуются лучшей производительностью (сравнение скважин s1 и s10 показывает: при большей Нэф.=16-18 м. в скважине s10 Qж ниже дебита жидкости в s1 при Нэф=6-8 м., однако Qн в скважине s10 превышает в 3,2 раза);
4. Зона остаточных запасов 0,2 по Юго-Восточной зоне наиболее перспективна (сравним скважины s5 и s16, при равных эффективных толщинах: Qн в скважины s16 в зоне остаточных запасов 0,0-0,1 составляет 23,5, в то время Qн в скважине равен 31,2);
5. Толщины 12 м. и ниже характеризуются меньшей обводнённой добываемой жидкости (сравним скважины s15 и s8: скважины расположены в одной зоне остаточных запасов, Нэф в скважине s8 составляет 18-20 м., в скважине s15 8-12 м. При этом Qн в s15 выше);
6. Обводнённость не превышает 79,9%.

#### **Выводы:**

1. Применение технологии МСГРП в горизонтальных скважинах является оптимальным методом для выработки сложно построенных КПО Вятской площади Арланского месторождения;
2. Для избежание быстрого обводнения добываемой нефти, при близко расположенных водоносных горизонтах, следует применение пакерных установок в совокупности с МГРП;
3. Следует разграничивать выбор объектов под бурение ГС с МГРП в разных частях площади;
4. Для ЮЗ части наиболее эффективны объекты, расположенные в зоне остаточных запасов 0,2 при Нэф. 16-18 м.;
5. Для СВ части наиболее производительны объекты в зоне остаточных запасов 0,2 при Нэф. 8-12 м.

#### **Список использованной литературы**

1. Эволюция подходов к моделированию каширо-подольских отложений арланского месторождения Республики Башкортостан Никита Дмитриевич Пожитков, Ирина Александровна Ступак, Валентин Валентинович Денисов, Наталья Николаевна Швецова, Азат Минзякиевич Вагизов, Иван Геннадье-

вич Кузин, Ильдар Рашитович Баширов , Альберт Анатольевич Сулейманов, 2022 г.

2. Роль горизонтальных скважин при разработке низкопроницаемых, неоднородных коллекторов М.П. Юрова, 2017 г.

**PRODUCTION FROM THE KASHIRA-PODOLSKOYE PROSPECT IN THE ARLANSKOE FIELD BY HORIZONTAL WELLS USING MULTISTAGE FRACTURING TECHNOLOGY AT A LATE STAGE OF DEVELOPMENT**

*A. S. Godunova*, 4th year student

Oil and Gas Institute named after M.S. Gutseriev Udmurt State University

*A. A. Nikolaeva*, 4th year student

Oil and Gas Institute named after M.S. Gutseriev Udmurt State University

e-mail: godunchik18@gmail.com

**Abstract.** The Vyatka area of the Arlanskoye field has been developed since 1973. The geological section distinguishes a terrigenous stratum of the oil-bearing complex and a carbonate Kashiro-Podolsky complex. The object of study is the Kashiro-Podolsky complex, which includes 5 pay zones: P\_2, P\_3, K\_1, K\_2 and K\_4. The deposit is characterized by a complex geological structure, is at a late stage of development, where 43.2% of residual recoverable reserves are concentrated. Based on the geological and technical characteristics of the deposits, it is proposed that the reserves be further developed by drilling horizontal boreholes using multi-stage hydraulic fracturing technology.

**Keywords.** Horizontal wells (HW), multistage hydraulic fracturing (MHF), Kashira-Podol deposits (KPD), fractured reservoir.

**References**

1. Evolution of approaches to modeling Kashiro-Podolsk deposits of the Arlansky deposit of the Republic of Bashkortostan Nikita Dmitrievich Pozhitkov, Irina Aleksandrovna Stupak, Valentin Valentinovich Denisov, Natalia Nikolaevna Shvetsova, Azat Minzyakievich Vagizov, Ivan Gennadievich Kuzin, Ildar Rashitovich Bashirov, Albert Anatolyevich Suleymanov, 2022.
2. The role of horizontal wells in the development of low-permeability, heterogeneous reservoirs М.Р. Yurova, 2017.

УДК 622.276

## ПРИЧИНЫ СНИЖЕНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ, СПОСОБЫ КОМПЕНСАЦИИ ПОТЕРЬ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ

*Ю. Г. Епифанов*, ст. преподаватель, аспирант, Институт нефти и газа им. М.С. Гучериева ФГБОУ ВО «Удмуртский государственный университет», 426034, Россия, г. Ижевск, ул. Университетская, д. 1, корпус VII, E-mail: epifanov\_yg@udsu.ru

*М. В. Каров*, студент 4 курса, Институт нефти и газа им. М.С. Гучериева ФГБОУ ВО «Удмуртский государственный университет», 426034, Россия, г. Ижевск, ул. Университетская, д. 1, корпус VII, E-mail: karov.m@bk.ru

**Аннотация.** Проанализирована и систематизирована информация о пластовой энергии, характеризующей энергию пласта-коллектора и заключенного в нем флюида (нефть, вода, газ). На приток жидкости и газа из пласта в скважины напрямую влияют виды (источники) и запасы пластовой энергии. Силы, действующие в пласте, разделяются на две группы: силы движения и силы сопротивления, противодействующие движению жидкостей и газа и удерживающие нефть в пластах. При разработке месторождений пластовая энергия истощается, что приводит к необходимости использования способов поддержания пластового давления. Именно поэтому энергия пласта играет важную роль в нефтегазодобыче.

**Ключевые слова:** пластовая энергия, пластовое давление, силы в залежи, поддержание пластового давления (ППД), заводнение, режимы работы залежей.

Нефть и газ, образующие залежи, обычно находятся под высоким давлением, которое создается напором краевых или подошвенных вод, а также давлением вышележащих горных пород. Энергия пласта-коллектора и заключенного в нем флюида (нефть, вода, газ), которые находятся в напряженном состоянии под действием горного давления и пластового давления, характеризуется пластовой энергией. Пластовая энергия расходуется на совершение работы по перемещению жидкостей и газов в пласте, преодолению сил сопротивления при движении флюидов и подъему их на поверхность (при фонтанировании скважины). Источники энергии пласта подразделяются на естественные и искусственные (в случае поддержания пластового давления) [1].

К естественным источникам пластовой энергии относятся:

1. Горное давление, обусловленное весом пород, тектоническими силами, пластовым давлением и термическими напряжениями, возникающими под влиянием тепла земных недр [2];



2. Упругость жидкости, газа и породы-коллектора;
3. Давление сжатого газа газовой шапки;
4. Упругость выделяющегося из нефти растворённого газа;
5. Напор контурных и подошвенных пластовых вод;
6. Сила тяжести нефти.

При этом режимы 1,2,3 – это режимы вытеснения флюидов, а 4,5 – режимы истощения энергии пласта.

В соответствии с доминирующими видами пластовой энергии классифицируют естественные режимы работы нефтяных залежей: водонапорный, упруговодонапорный, газонапорный, режим растворённого газа и гравитационный.

При водонапорном режиме основной вид энергии – напор краевой воды, которая внедряется в залежь и относительно быстро полностью компенсирует в объеме залежи отбираемое количество нефти и попутной воды. При водонапорном режиме достигается наиболее высокий коэффициент извлечения нефти — до 0.6 – 0.7.

При упруговодонапорном режиме основной вид энергии – упругость жидкости (нефти и воды) и породы. Упруговодонапорный режим правильнее рассматривать как фазу водонапорного, так как упругие силы при снижении пластового давления возникают при любом режиме. Проявляется при значительном отдалении области питания от залежи. Значения конечного коэффициента извлечения нефти обычно не превышают 0.5 – 0.55 [3].

При газонапорном режиме основной вид энергии – напор газа газовой шапки, который происходит вследствие снижения пластового давления, ведущего к расширению газа в газовой шапке. Коэффициент нефтеотдачи при газонапорном режиме колеблется в пределах 0,5-0,7.

При режиме растворённого газа основным источником пластовой энергии является давление газа, растворенного в нефти. По мере понижения пластового давления газ из растворенного состояния переходит в свободное состояние. Пузырьки газа, расширяясь, вытесняют нефть в скважину. Коэффициент нефтеотдачи при режиме растворенного газа самый низкий и составляет 0,15...0,3 [4].

Гравитационный режим имеет место в тех случаях, когда давление в нефтяном пласте снизилось до атмосферного, а имеющаяся в нем нефть не содержит растворенного газа. При этом режиме нефть стекает в скважину под действием силы тяжести [4]. КИН не более 0,1. Данный режим подразделяется на напорно-гравитационный, когда пласт имеет высокую проницаемость и значительный наклон, и режим со свободным зеркалом нефти, когда пласт имеет пологое залегание и низкую проницаемость.

Огромная доля пластовой энергии расходуется на преодоление сил сопротивления, возникающих при движении флюидов в пористой среде:

1. Внутреннее трение жидкости и газа, связанное с преодолением их вязкости;
2. Трение нефти, воды или газа о стенки поровых каналов нефтегазосодержащей породы;
3. Межфазное трение при относительном движении жидкости и газа по пласту;
4. Капиллярные и молекулярно-поверхностные силы, удерживающие нефть в пласте благодаря смачиванию ею стенок поровых каналов [1].

До вскрытия пласта скважинами жидкость и газ находятся в статическом состоянии. После начала эксплуатации равновесие в пласте нарушается: жидкости и газ перемещаются к зонам пониженного давления, ближе к забоям скважин [6]. Пластовая энергия истощается: объем пластовой воды, поступающей в нефтяную часть залежи, меньше объема нефти и газа, извлекаемого из скважины. Вследствие этого пластовое давление уменьшается, поэтому прибегают к системе ППД.

Методы ППД делятся на методы заводнения и методы закачки газа в газовую шапку пласта.

Рассмотрим виды основных видов заводнения скважин.

При законтурном заводнении поддержание пластового давления производится закачкой воды через нагнетательные скважины, расположенные за пределами нефтеносной части продуктивного пласта в зоне, занятой водой за внешним контуром нефтеносности (рис. 1) [7]. Законтурное заводнение благоприятно для хорошо проницаемых пологозалегающих пластов, сложенных однородными песками или песчаниками и не осложненными нарушениями [5].

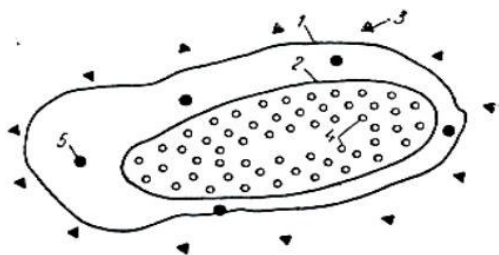


Рис. 1. Законтурное заводнение: 1 – внешний контур нефтеносности; 2 – внутренний контур нефтеносности; 3 – нагнетательные скважины; 4 – добычающие скважины; 5 – контрольные скважины

Если породы на контуре нефтеносности плохо проницаемые, то нагнетательные скважины располагают внутри контура в водонефтяной зоне пласта в более проницаемых частях залежи. Такой вариант носит название приконтурного заводнения [5].

Если залежь имеет большую площадь и законтурное заводнение не обеспечивает определенных темпов разработки, применяют внутриконтурное заводнение. При этом месторождение искусственно «разрезается» на

отдельные площади или блоки путем закачки воды в нагнетательные скважины, располагаемые вдоль намеченных линий разрезания внутри естественного контура нефтеносности. В результате создаются близкие к эксплуатационным скважинам искусственные контуры питания и каждая площадь разрабатывается самостоятельно (рис. 2).

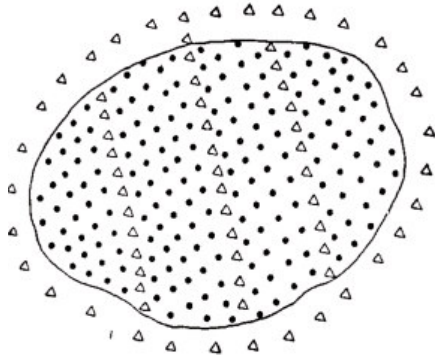


Рис. 2. Внутриконтурное заводнение

Для интенсификации разработки в ряде случаев применяют комбинацию законтурного или приконтурного заводнения с внутриконтурным центральным заводнением [5].

Выбор способа ППД осуществляется индивидуально для каждой залежи.

### Список использованной литературы

1. Источники пластовой энергии. Режимы разработки нефтяных и газовых залежей [Электронный ресурс]. — URL: <https://studopedia.ru/>.
2. Квеско, Б. Б. Физика пласта / Б. Б. Квеско, Н. Г. Квеско. — Вологда: Инфра-Инженерия, 2018. — С. 110.
3. Режимы работы нефтегазоносных пластов [Электронный ресурс]. — URL: <http://oilloot.ru/>;
4. Мусанов А. Основы нефтегазового дела: Учебник / А. Мусанов. — Астана: Фолиант, 2015. — С. 166.
5. Там же. С. 167-168.
6. Лекция 6: Пластовая энергия, температура и давление в скважине. Режимы эксплуатации залежей [Электронный ресурс]. — URL: <https://intuit.ru/>.
7. Основы нефтегазопромыслового дела. Учебное пособие. Авторы В. Д. Гребнев, Д. А. Мартюшев Г. П. Хижняк: Перм. нац. иссл. полит. ун-т. Пермь, 2013 — С. 124.

## THE INFLUENCE OF MINERALOGICAL COMPOSITION ON THE CAPACITY-FILTRATION PROPERTIES

*Yu. G. Epifanov*, senior lecturer, M. S. Gutseriev Institute of Oil and Gas, Udmurt State University, 426034, Russia, Izhevsk, Universitetskaya str. 1, building VII, E-mail: epifanov\_yg@udsu.ru

*M. V. Karov*, 3rd year student, M. S. Gutseriev Institute of Oil and Gas, Udmurt State University, 426034, Russia, Izhevsk, Universitetskaya str. 1, building VII, E-mail: karov.m@bk.ru

**Abstract.** The information on reservoir energy characterizing the energy of the reservoir reservoir and the fluid contained in it (oil, water, gas) is analyzed and systematized. The inflow of liquid and gas from the reservoir into wells is directly affected by the types (sources) and reserves of reservoir energy. The forces acting in the formation are divided into two groups: the forces of motion and the forces of resistance that counteract the movement of liquids and gas and hold oil in the formations. During the development of deposits, reservoir energy is depleted, which leads to the need to use methods to maintain reservoir pressure. That is why reservoir energy plays an important role in oil and gas production.

Key **words:** reservoir energy, reservoir pressure, forces in deposits, maintenance of reservoir pressure (PPD), flooding, modes of operation of deposits.

### References

1. Sources of reservoir energy. Modes of development of oil and gas deposits [Electronic resource]. — URL: <https://studopedia.ru/>.
2. Kvesko, B. B. Physics of the formation / B. B. Kvesko, N. G. Kvesko. — Volgda: Infra-Engineering, 2018. — P. 110.
3. Modes of operation of oil and gas bearing formations [Electronic resource]. — URL: <http://oilloot.ru/>;
4. Musanov A. Fundamentals of oil and gas business: Textbook / A. Musanov. — Astana: Folio, 2015. — P. 166.
5. Ibid. P. 167-168.
6. Lecture 6: Reservoir energy, temperature and pressure in the well. Modes of exploitation of deposits [Electronic resource]. — URL: <https://intuit.ru/>.
7. Fundamentals of oil and gas industry. Study guide. Authors V. D. Grebnev, D. A. Martyushev G. P. Khizhnyak: Perm. nats. issl. polit. un-T. Perm, 2013 — P. 124.

УДК 622.276

## ВЛИЯНИЕ МИНЕРАЛОГИЧЕСКОГО СОСТАВА НА ФИЛЬТРАЦИОННО-ЁМКОСТНЫЕ СВОЙСТВА

*Ю. Г. Епифанов*, ст. преподаватель,  
Институт нефти и газа им. М.С. Гуцериева ФГБОУ ВО «Удмуртский госу-  
дарственный университет», 426034, Россия, г. Ижевск,  
ул. Университетская, д. 1, корпус VII, E-mail: epifanov\_ug@udsu.ru

*Н. П. Трубицин*, студент 4 курса,  
Институт нефти и газа им. М.С. Гуцериева ФГБОУ ВО «Удмуртский госу-  
дарственный университет», 426034, Россия, г. Ижевск,  
ул. Университетская, д. 1, корпус VII, E-mail: trubicin-n@mail.ru

**Аннотация.** Проанализирована и систематизирована информация о влиянии минералогического состава продуктивных пластов на их фильтрационно-ёмкостные свойства. Наряду с минералогическим составом обломочной компоненты скелета на физико-технологические свойства пласта и на его способность отдавать углеводороды, при реализации различных технологий разработки залежей, оказывает влияние и минералогический состав цементирующего материала пород. Глинистые минералы играют особую роль в процессах нефтегазодобыче. Процессы извлечения углеводородов из заглинизированных пластов отличаются большой сложностью и практически мало исследованы.

**Ключевые слова:** минералогический состав, фильтрационно-ёмкостные свойства, пористость, проницаемость, цементирующий материал, глинистость, минералогические процессы.

Минералы породообразующих зерен обладают различными физико-химическими свойствами, поэтому их относительное содержание и взаиморасположение во многом определяют фильтрационно-ёмкостные свойства пласта.

Все пласты, содержащие нефть и газ, имеют сугубо индивидуальный минералогический состав, отличный от «среднего». Поэтому продуктивные пласты, относящиеся к одной генетической группе горных пород, различных месторождений (например, пески) имеют различные значения пористости и проницаемости.

Породообразующие минералы отличаются такими важными физико-механическими свойствами, как: твердость (степень сопротивления внешнему воздействию), спайность (способность расщепляться по определенным кристаллографическим плоскостям), отдельность (способность раскалываться в определенных участках), гибкость и т.п. Различия в свойствах обусловлены внутренним кристаллическим строением минералов и их химическим

составом. Например, характерной особенностью кварцевых коллекторов является – хорошая отсортированность и окатанность зерен, благодаря чему они обладают наилучшими коллекторскими свойствами (пористостью и проницаемостью). В свою очередь кварц-полевошпатовые коллекторы характеризуются снижением пористости и проницаемости из-за уплотнения пород под действием геостатического давления [1]. Разница между ФЭС данных коллекторов объясняется тем, что кварц обладает большей твердостью, чем полевые шпаты (по шкале твердости Мооса: полевые шпаты – группа твердости 6; кварц – группа твердости 7). Стоит отметить, что процесс отложения горных пород очень сложен и характеризуется множеством условий, поэтому наряду с явлениями, способствующими увеличению пористости (например, окатывание), происходят явления, приводящие к уменьшению пустотного пространства (измельчение, рассыпание и др.).

В таблице 1 приведены коэффициенты сжимаемости пор некоторых осадочных пород при различных значениях эффективного давления (давление на скелет породы до начала эксплуатации, когда начальное пластовое давление способствует уменьшению нагрузки от массы вышележащих отложений). Эти коэффициенты зависят от физико-механических свойств породообразующих минералов [2].

Таблица 1. Коэффициенты сжимаемости пор некоторых осадочных пород

Породы	Коэффициенты сжимаемости пор породы $\beta_p$ , ГПа <sup>-1</sup>				
	$\sigma_{эф}$ = 8 МПа, $h = 300 - 500$ м	$\sigma_{эф}$ = 16 МПа, $h = 650 - 1000$ м	$\sigma_{эф}$ = 32 МПа, $h = 1300 - 2000$ м	$\sigma_{эф}$ = 64 МПа, $h = 2500 - 4000$ м	$\sigma_{эф}$ = 90 МПа, $h = 4000 - 6000$ м
Песчаники, цементированные глинистым цементом	1,15	0,95	0,45	0,35	0,25
Песчаники и алевролиты, крепко цементированные глинисто-карбонатным цементом	2,75	1,50	0,70	0,32	-
Аргиллиты сильно уплотненные	2,45	1,45	0,75	0,32	-

Породы-коллекторы, слагаемые менее прочными минералами и их зернами, как правило, обладают порами малых размеров (например, глины – твердость каолинита по минералогической шкале – 1, имеют субкапиллярные

поры – размер менее 0,2 мкм). В результате такие породы располагают субкапиллярными каналами, в которых флюиды настолько сильно удерживаются силой притяжения стенками каналов – капиллярной силой (вследствие малого расстояния между стенками канала жидкость в ней находится в сфере действия молекулярных сил материала стенок), что практически является непроницаемой для жидкостей и газов.

Также на пористость оказывает влияние химическая активность элементов, составляющих породообразующие минералы. Поэтому у некоторых горных пород под действием определенных процессов формируется вторичная пористость. Например, поры растворения, образующиеся в результате циркуляции подземных вод. За счет растворения минеральных компонентов породы циркуляционными водами образуются пустоты. В карбонатных породах образуются поры выщелачивания – вторичная пористость [3].

Зависимость между минералогическим составом горных пород и их пористостью сказывается на величине проницаемости этой породы. Явной зависимости между пористостью и проницаемостью горных пород не наблюдается. Например, трещиноватые известняки, характеризующиеся низкой пористостью, часто обладают значительной проницаемостью и, наоборот, глины, изредка имеющие высокую пористость, фактически непроницаемы для жидкостей и газов, так как их поровое пространство образовано каналами субкапиллярного размера. Однако на основании среднестатистических данных можно сказать, что более пористые породы часто и более проницаемые [4].

При извлечении углеводородов большое значение имеет характер поверхности зерен минералов и обломков пород, образующих стенки порового пространства. Физические явления, происходящие на границах раздела минеральных зерен с углеводородами, во многом определяют способность пласта отдавать нефть и газ. Так, если зерна представлены обломками кварца, лишённого спайности, и имеют слабую шероховатость или гладкие поверхности, то по своим свойствам они приближаются к «идеальной» гладкой поверхности. Менее прочные зерна полевых шпатов имеют более выраженную шероховатость поверхности за счет совершенной спайности и пелитизации (развитие в них пелитового вещества). Соответственно физические явления на границах разделов углеводородов с кварцем или полевым шпатом будут происходить по-разному, что скажется на проницаемости для флюидов (из-за возникающего гидравлического трения) [5]. Важно учитывать олеофильность поверхности пор и поровых каналов, природные коллекторы преимущественно гидрофильные (хорошо смачиваются водой). Однако содержащиеся в нефтях органические кислоты придают им поверхностно-активные свойства и способность к смачиванию твердой фазы. Например, при использовании технологии заводнения в гидрофобных породах-коллекторах нефть смачивает поверхность пор, прочно с ней связывается, а закачиваемая вода проходит по центру пустот и

поровых каналов. Таким образом, наблюдается низкая проницаемость для нефти и высокая проницаемость для воды, то есть в зависимости от физико-химической активности породообразующих минералов, и, соответственно, от минералогического состава зависит фазовая проницаемость.

Важно отметить, что наряду с минералогическим составом обломочной компоненты скелета на физические и физико-технологические свойства пласта и на его способность отдавать углеводороды, при реализации различных технологий разработки залежей, оказывает влияние и минералогический состав цементирующего материала пород, слагающих пласт [6].

Цементирующий материал обычно представлен частицами глины, либо химически осажденным минеральным веществом. По минералогическому составу глинистый цемент может состоять из каолинита, гидрослюда, монтмориллонита, хлорита и других глинистых минералов. Наличие глинистого цемента в породах, слагающих пласт, создает дополнительные трудности при разработке нефтяных и газовых месторождений. Среди цементов хемогенного генезиса наиболее распространены карбонатный (кальцит, доломит, сидерит), сульфатный (гипс, ангидрит) и кварцевый (кварц, халцедон, опал). В качестве цемента могут выступать органическое вещество и соли (галит), а также другие минеральные соединения. Солевой состав цементирующего материала обуславливает возможности растворения солей в пласте и в окколоскважинной зоне и потери устойчивости пластов, что сказывается на пористости и проницаемости.

В зависимости от типа цемента меняются условия взаимодействия скелета с флюидами, что сказывается на эффективности извлечения углеводородов, на физико-химических, деформационных, фильтрационных и других свойствах, а также на механической устойчивости пластов в процессе разработки залежи [7].

От содержания в породе глинистых минералов, их состава, свойств и морфологии распределения в объеме породы зависят фильтрационно-ёмкостные свойства, водоудерживающая способность и многие другие физические свойства терригенных коллекторов.

Наибольшее влияние оказывает рассеянная глинистость, которая локализуется в поровом пространстве, уменьшая эффективную пористость и значительно снижает проницаемость породы, увеличивая ее водонасыщенность. Это объясняется свойствами глинистых минералов адсорбировать больше воды, чем зерна кварца.

Содержание в породе глинистого материала является одним из основных факторов, определяющих способность породы быть промышленным коллектором.

Особое значение следует уделять процессам перекристаллизации. Данные процессы могут как способствовать формированию коллекторских



свойств (доломитизация, каолинизация и выщелачивание), так и препятствовать (кальцитизация, сульфатизация, засоление и окремнение) [8].

### Список использованной литературы

1. Петрофизика. Справочник в трех книгах. Книга первая. Горные породы и полезные ископаемые. Под ред. Н.Б. Дортман. М., Недра. 1992. – С. 305-308.
2. Гиматудинов Ш.К., Ширковский А.И. Физика нефтяного и газового пласта. Учебник для вузов. Изд. 3-е перераб. и доп. М., Недра, 1982. – С. 67.
3. Росляк А.Т. Физика пласта: Курс лекций. – Томск, 2008. – С. 9.
4. Там же. С. 18-19.
5. Михайлов Н.Н. Физика нефтяного и газового пласта (физика нефтегазовых систем): Том 1: Учебное пособие. – М.: МАКС Пресс, 2008. – С. 73.
6. Там же. С. 75.
7. Там же. С. 75-77.
8. Краткие лекции по курсу «Нефтегазовая литология» [Электронный ресурс]. – URL: <http://lithology.ru/>.

### THE INFLUENCE OF MINERALOGICAL COMPOSITION ON THE FILTRATION-CAPACITANCE PROPERTIES

*Yu. G. Epifanov*, senior lecturer, M. S. Gutseriev Institute of Oil and Gas, Udmurt State University, 426034, Russia, Izhevsk, Universitetskaya str. 1, building VII, E-mail: epifanov\_yg@udsu.ru

*N. P. Trubitsin*, 4th year student, M. S. Gutseriev Institute of Oil and Gas, Udmurt State University, 426034, Russia, Izhevsk, Universitetskaya str. 1, building VII, E-mail: trubicin-n@mail.ru

**Abstract.** The information on the influence of the mineralogical composition of productive formations on their filtration and capacitance properties is analyzed and systematized. Along with the mineralogical composition of the detrital component of the skeleton, the physical and technological properties of the formation and its ability to release hydrocarbons, during the implementation of various technologies for the development of deposits, are influenced by the mineralogical composition of the cementing material of rocks. Clay minerals play a special role in the processes of oil and gas production. The processes of extracting hydrocarbons from clogged formations are highly complex and have been practically little studied.

**Keywords:** mineralogical composition, filtration and capacitance properties, porosity, permeability, cementing material, clay content, mineralogical processes.

## References

1. Petrophysics. A reference book in three books. The first book. Rocks and minerals. Edited by N.B. Dortman. M., Nedra. 1992. – P. 305-308.
2. Gimatudinov Sh.K., Shirkovsky A.I. Physics of oil and gas formation. Textbook for universities. Ed. 3rd edition. and additional M., Nedra, 1982. – P. 67.
3. Roslyak A.T. Reservoir physics: A course of lectures. – Tomsk, 2008. – P. 9.
4. Ibid. P. 18-19.
5. Mikhailov N.N. Physics of oil and gas formation (physics of oil and gas systems): Volume 1: Textbook. – M.: MAX Press, 2008. – P. 73.
6. Ibid. P. 75.
7. Ibid. P. 75-77.
8. Short lectures on the course «Oil and gas lithology» [Electronic resource]. – URL: <http://lithology.ru/>.

УДК 622.276

**ВОДОНЕФТЯНЫЕ ЭМУЛЬСИИ (ВНЭ). ПРИЧИНЫ ВОЗНИКНОВЕНИЯ И ОБЛАСТЬ ФОРМИРОВАНИЯ. СПОСОБЫ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ОБРАЗОВАНИЯ И РАЗРУШЕНИЯ ВЯЗКИХ НЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ**

*Д. А. Жук*, студент 4 курса, Институт нефти и газа им. М. С. Гучериева ФГБОУ ВО «УдГУ», 426034, Россия, г. Ижевск, ул. Университетская, 1, корп. 7, e-mail: zhuk.dmitriy2000@mail.ru

*С. А. Антропов*, студент 4 курса, Институт нефти и газа им. М.С. Гучериева ФГБОУ ВО «УдГУ», 426034, Россия, г. Ижевск, ул. Университетская, 1, корп. 7, e-mail: Sergei.antropov20@gmail.com

*Ю. Г. Епифанов*, ст. преподаватель кафедры РЭНГМ, Институт нефти и газа им. М.С. Гучериева, аспирант УдГУ, e-mail: epifanov\_urgen@mail.ru

**Аннотация.** Образование устойчивых водно-нефтяных эмульсий (ВНЭ) на устье скважины может привести к экономическим потерям из-за необходимости использования балластных насосов. Кроме того, наличие и накопление ВНЭ в оборудовании установки подготовки нефти (УПН) и резервуарах может привести к несоответствию требуемой группе качества. В результате возникают серьезные риски и дополнительные экономические затраты на переподготовку нефти. Образование устойчивых, высоковязких эмульсий может приводить к выводу из строя технологического оборудования и неизбежности проведения ремонтных работ [1].

Для снижения экономических затрат и возможных рисков, необходимо использовать наиболее эффективные способы предотвращения образования и разрушения нефтяных эмульсий. В настоящее время основными методами предотвращения образования ВНЭ являются: холодное разделение под действием силы тяжести (отстаивание), фильтрация, разделение с помощью центробежной силы (центрифугирование), воздействие электрическим током, термовоздействие при подготовке товарной нефти, внутритрубная деэмульсация.

**Ключевые слова:** водонефтяные эмульсии, возникновение, способы предотвращения.

Множество исследователей в данной области считают, что дисперсия в системах газ-нефть-вода практически исключена в пластовых условиях, вследствие высоких давлений. Образцы, отобранные из верхней части глубокой скважины, обычно содержат не смешанную нефть и воду, в то время как образцы со смесью нефти и воды собираются на поверхности в виде тонкодисперсных эмульсий [2].

Когда уровень нефти увеличивается, а давление уменьшается, газ высвобождается и имеет достаточную силу, чтобы разрушить эмульсию.

При добыче нефти и газа, в восходящей трубе, может образовываться стойкая нефтяная эмульсия. Во избежание образования эмульсии на дно скважины ставится штуцер. Это помогает уменьшить перепад давления и ограничить образование эмульсий. Для дальнейшего уменьшения эмульсий важно поддерживать высокое давление в сепараторах. При размещении фитинга внизу, также уменьшается перепад давления, что может значительно уменьшить эмульгирование. Важно предпринять эти шаги, чтобы предотвратить образование эмульсий, поскольку они могут негативно сказаться на эффективности добычи нефти и газа.

На образование ВНЭ так же оказывает влияние тип используемого оборудования для перекачки нефти.

Лидерами по образованию стабильных эмульсий, среди механических методов, являются центробежные насосы т.к. внутри данного типа насоса происходит интенсивное перемешивания флюида, за счет рабочего механизма.

Использование штанговых или винтовых насосов может привести к получению не очень стабильных эмульсий. Эмульсии могут образовываться при перемещении газосодержащей нефти через систему сбора из-за таких факторов, как перепады давления, высокая турбулентность пульсация газа, наличие клапанов и арматуры. Кроме того, образование внутри трубы парафиновых отложений, сепараторы с насадками-диспергаторами, также могут влиять на образование эмульсий [3].

#### **Предотвращение образования стойких эмульсий.**

Различные методы, такие как использование цементных мостов, цементного раствора или закачка химикатов для создания геля, используются для предотвращения просачивания воды, но они не полностью останавливают приток воды [4].

Для предотвращения образования эмульсий в трубопроводах рекомендуется, чтобы в конструкции трубопроводов не было острых поворотов или углов, а диаметр был достаточно большим, чтобы свести к минимуму нарушение потока. Кроме того, рекомендуется устанавливать ограниченное количество задвижек и других типов запорной арматуры на линии нагнетания и сбора, чтобы предотвратить смешивание жидкостей, которое может произойти из-за изменения диаметра трубы. Нагнетательные линии от нефтяных скважин должны прокладываться под таким уклоном, который не позволяет воде скапливаться в нижних участках трубопровода [5].

При работе с обводненной нефтью целесообразно использовать поршневые насосы вместо центробежных из-за их более высокой производительности и меньшего перемешивания жидкостей. Техническое обслуживание

насосов и уменьшение движения их рабочих частей имеет важное значение для их оптимального функционирования оборудования.

Экспериментальные данные показали, что использование самотечных систем добычи нефти приводит к меньшему перемешиванию флюида из скважины по сравнению с напорными системами [4].

### **Разрушение эмульсий**

Способы разрушения эмульсий представлены в таблице 1.

Таблица 1. Способы разрушения вязких нефтяных эмульсий

Название способа	Суть метода
Гравитационное холодное разделение (отстаивание)	Процесс оседания капель воды под действием сил тяжести
Фильтрация	Использование фильтров, пропускающих только нефть
Разделение с помощью центробежных сил (центрифугирование)	Воздействие на эмульсию инерционных сил, вызывающих разделение частей воды и нефти из-за разности в их плотности
Электрическое разрушение эмульсии	Приложение электрического поля заставляет капли воды приобретать противоположные электрические заряды на противоположных сторонах, заставляя их объединяться и становиться больше, прежде чем осесть на дно контейнера.
Термическое разрушение эмульсии	Нагрев эмульсии до температур 45-80 °С, ослабляет защитные оболочки на поверхности нефти
Внутритрубная деэмульсация	Ввод деэмульгирующего химического вещества в эмульсию, вызывающего разрушение эмульсии

Использование блочного оборудования, способного нагревать и впоследствии отстаивать нефтяные эмульсии в одном устройстве, в последние несколько лет стали более распространенным на нефтепромыслах. Такое оборудование известно как эмульсионные подогреватели. Нефтяная эмульсия поступает в сепаратор или делитель потока. Давление в линии, соединяющей сепаратор и подогреватель эмульсии, снижается, смесь нагревается, что приводит к выделению части газа из смеси. Во избежание помех процессу водотделения все комбинированные аппараты имеют газоотвод перед поступлением эмульсии в отстойную часть аппарата. Нагреватель-эмульгатор выполняет также функцию сепаратора.

Отделенный газ из отстойников идет либо на сжигание в печах для нагрева эмульсии, либо в систему сбора [6].

### Список использованной литературы

1. Борьба с осложнениями: водонефтяные эмульсии // neftegaz.ru URL: <https://magazine.neftegaz.ru/articles/promyslovaya-khimiya/631342-borba-s-oslozhnениями-vodoneftyanye-emulsii/> (дата обращения: 08.04.2023).
2. Водонефтяные эмульсии. Образование. Устойчивость. Физико-химические свойства. Методы разрушения // studfile.net URL: <https://studfile.net/preview/7876310/page:3/> (дата обращения: 08.04.2023).
3. Жумаев, К. К. Причины образования водонефтяных эмульсий / К. К. Жумаев, Хусен Хабибов. — Текст : непосредственный // Молодой ученый. — 2016. — № 2 (106). — С. 153-155.
4. Методы предотвращения образования эмульсий. // studfile.net URL: <https://studfile.net/preview/10018422/page:13/> (дата обращения: 08.04.2023).
5. Методы предотвращения образования эмульсий // studopedia.ru URL: [https://studopedia.ru/11\\_22539\\_metodi-predotvrashcheniya-obrazovaniya-emulsiy.html](https://studopedia.ru/11_22539_metodi-predotvrashcheniya-obrazovaniya-emulsiy.html) (дата обращения: 08.04.2023).
6. Методы предотвращения и борьбы с образованием эмульсий // poisk.ru.ru URL: <https://poisk.ru.ru/s44620t7.html> (дата обращения: 08.04.2023).

### **OIL-WATER EMULSIONS (VNE). CAUSES OF OCCURRENCE AND THE AREA OF FORMATION. METHODS FOR PREVENTING THE FORMATION AND DESTRUCTION OF VISCOUS OIL EMULSION.**

*D. A. Zhuk*, 4th year student, M. S. Gutseriev Institute of Oil and Gas, UdGU, 426034, Russia, Izhevsk, Universitetskaya str., 1, building 7, e-mail: zhuk.dmitriy2000@mail.ru

*S. A. Antropov*, 4th year student, M.S. Institute of Oil and Gas Gutserieva FGBOU VO "UdGU", 426034, Russia, Izhevsk, Universitetskaya str., 1, building 7, e-mail: Sergei.antropov20@gmail.com

*Yu. G. Epifanov*, Senior lecturer of the Department of REGM, M.S. Gutseriev Institute of Oil and Gas, graduate student of Usu, e-mail: epifanov\_urgen@mail.ru

**Abstract.** The formation of stable water-oil emulsions (VNE) at the well-head can lead to economic losses due to the need to use ballast pumps. In addition, the presence and accumulation of VNE in the equipment of the oil treatment plant (UPN) and tanks may lead to non-compliance with the required quality group. As a result, there are serious risks and additional economic costs for the retraining of oil.

The formation of stable, highly viscous emulsions can lead to the failure of technological equipment and the inevitability of repair work [1].

To reduce economic costs and possible risks, it is necessary to use the most effective ways to prevent the formation and destruction of oil emulsions. Currently, the main methods of preventing the formation of VNE are: cold separation under the influence of gravity (settling), filtration, separation by centrifugal force (centrifugation), electric shock, thermal effect during the preparation of commercial oil, in-pipe demulsification.

**Keywords:** oil-water emulsions, occurrence, methods of prevention.

### References

1. Combating complications: water-oil emulsions // neftegaz.ru URL: <https://magazine.neftegaz.ru/articles/promyslovaya-khimiya/631342-borba-s-oslozhneniyami-vodoneftyanye-emulsii/> (date of access: 04/08/2023 ).
2. Water-oil emulsions. Education. Sustainability. Physicochemical characteristics. Destruction methods // studfile.net URL: <https://studfile.net/preview/7876310/page:3/> (accessed 04/08/2023).
3. Dzhumaev, K. K. The reasons for the formation of oil-water emulsions / K. K. Zhumaev, Huseyn Habibov. — Text : direct // Young scientist. — 2016. — № 2 (106). — Pp. 153-155
4. Methods for preventing the formation of emulsions. // studfile.net URL: <https://studfile.net/preview/10018422/page:13/> (accessed 04/08/2023).
5. Methods for preventing the formation of emulsions // studopedia.ru URL: [https://studopedia.ru/11\\_22539\\_metodi-predotvrashcheniya-obrazovaniya-emulsiy.html](https://studopedia.ru/11_22539_metodi-predotvrashcheniya-obrazovaniya-emulsiy.html) (date of access: 04/08/2023).
6. Methods for preventing and combating the formation of emulsions // poisk-ru.ru URL: <https://poisk-ru.ru/s44620t7.html> (date of access: 04/08/2023).

УДК 622.276

## **ВЛИЯНИЕ МИНЕРАЛИЗАЦИИ ВОДЫ НА СТОЙКОСТЬ И СВОЙСТВА ВОДОНЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ**

*А. И. Зайцева*, студентка 4 курса, Институт нефти и газа им. М.С. Гущериева ФГБОУ ВО «УдГУ», 426034, Россия, г. Ижевск, ул. Университетская, 1, корп. 7, e-mail: alena.zai3105@gmail.com

*Ю. Г. Епифанов*, ст. преподаватель кафедры РЭНГМ, Институт нефти и газа им. М.С. Гущериева ФГБОУ ВО «УдГУ», 426034, Россия, г. Ижевск, ул. Университетская, 1, корп. 7, e-mail: epifanov\_urgen@mail.ru

**Аннотация.** Большинство месторождений находятся на третьей, четвертой стадиях разработки (поздние стадии разработки), что означает увеличение обводненности добываемой продукции, а как следствие образование стойких водонефтяных эмульсий. Образование эмульсий существенно осложняет извлечение, подготовку и транспортировку углеводородов. Для более эффективной добычи флюида необходимо знать свойства водонефтяной эмульсии, особенно для тяжелых нефтей, так как данный вид нефти образует очень устойчивые эмульсии. Несмотря на актуальность данной проблемы, сведений о реологических свойствах и образовании стойких водонефтяных эмульсий, зависящих от обводненности продукции и минерализации водной фазы эмульсии, недостаточно.

**Ключевые слова:** Эмульсия, минерализация, реологические свойства, дисперсная система, дисперсная фаза, глобула, вязкость.

Эмульсия — это дисперсная система, состоящая из дисперсной фазы, капельки жидкости, распределённые в другой жидкости, являющейся дисперсной средой. Под водонефтяной эмульсией понимают механическую смесь, состоящую из нефти и пластовой воды, не растворимых друг в друге, находящиеся в мелкодисперсном состоянии.

Технологическими процессами, которые имеют влияние свойств водонефтяных эмульсий, являются процессы: добычи нефти, сепарация, транспортировка, деэмульсация, обезвоживание, очистка и подготовка нефтепромысловых вод.

По свойствам и дисперсионной среде определяется вид эмульсий.

Эмульсии, имеющие высокую электропроводность, при смешении нефти с водной фазой, которая является дисперсной средой, в любых соотношениях, являют видом «нефть в воде» (Н/В).

Эмульсии вида «вода в нефти» (В/Н) можно получить только при смешивании с углеводородной жидкостью, также они не обладают хорошей электропроводностью.



Определение вида эмульсий для разбавленных эмульсий происходит по объемному соотношению фаз, дисперсная фаза находится в меньшем количестве от общего объема системы.

На промысле количество воды в эмульсии определяют, чаще всего, по ее цвету: эмульсии, не отличающиеся по цвету от безводной нефти, содержат до 10% воды; эмульсии с содержанием воды 15-20%, имеют от коричневого до желтого; эмульсии желтого цвета содержат более 25% воды.

Устойчивость водонефтяной эмульсии зависит от качества пластовой минерализованной воды, попутно извлекаемой при процессе добычи нефти. Так же известно то, что, помимо более устойчивых эмульсий, минерализованная вода образует быстро стареющие эмульсии, в отличие от пресной воды. Слияние таких глобул воды при столкновении не происходит, из-за прочных гидрофобных пленок эмульгатора на граничных слоях. Таким образом, для коалесценции глобул воды требуется разрушить эту пленку и заменить гидрофильными слоями ПАВ.

Извлеченная пластовая минерализованная вода находится в состоянии мелких капелек размером от 1,6 до 250 мкм. К тому же, капли воды сорбируют на своей поверхности такие эмульгаторы как: капли нефти, асфальтено-смолистые вещества и т.д., что объясняет образование устойчивых эмульсий [1].

Дисперсность эмульсий можно охарактеризовать такими параметрами как: 1) диаметр капель; 2) дисперсность; 3) удельной межфазной поверхностью. Эти параметры связаны, и по ним, на основе анализа микрофотографий эмульсий были рассчитаны средние значения диаметров глобул воды. Для крупных капель овальной формы фиксировали два размера: поперечный и продольный, - и рассчитывали диаметр как среднее гармоническое, что соответствует размеру сферической капли, эквивалентной реальной деформированной.

Эмульсии с 10%-ным содержанием дистиллированной воды имеют сферические формы капель, а значит, деформирующих факторов нет, система устойчива. При увеличении содержания дистиллированной воды в составе эмульсии к нестабильности системы и формированию сферических капель водной фазы, что приводит к деформации жидких сфер. Эмульсии с содержанием дистиллированной воды 70 % имеют сильно деформированные капли.

Экспериментально доказано, что с увеличением содержания дистиллированной воды в эмульсии диаметр глобул увеличивается, а дисперсность снижается. Таким образом, с увеличением содержания водной фазы от 10 до 70 %, размеры глобул воды составляет от 4,4 до 7,5 мкм.

Увеличение размеров и количества капель воды в эмульсиях ведет к их сближению и увеличивает их взаимодействия, из-за чего вязкость эмульсии повышается. Влияние минерализованной воды на дисперсность и вязкость эмульсий малоизучена, это обусловлено разными свойствами нефтей и пластовых вод, которые образуют эмульсии. При повышении концентрации со-

лей в водной фазе увеличивается размер капель в эмульсиях, а также снижается дисперсность. Это связано с увеличением плотности минерализованной воды, при одинаковом соотношении фаз эмульсии. В эмульсиях, в которых водная фаза содержит минерализацию 450 г/л, кристаллики соли выпадают внутри дисперсной фазы. По реологическим свойствам данная эмульсия относится к ньютоновским жидкостям.

Ньютоновские жидкости имеют вязкоупругий каркас, сплошную сетку между глобул двух фаз и пористой средой. Это происходит в связи с высоким содержанием парафинов, смол, асфальтенов и других веществ (в пластовых условиях так же на это влияют низкие скорости ламинарного течения).

При повышении содержания минерализованной водной фазы напряжение сдвига, скорость сдвига возрастает на всем диапазоне. При температурном режиме 30 °С и исходной вязкости нефтяной фазы почти не зависит от скорости сдвига. Наибольшие изменения вязкости характерны для малых скоростей сдвига до 8,4 с<sup>-1</sup>: наблюдается снижение вязкости исходной нефти в два раза. Вязкость дисперсной системы, кроме эмульсий содержащих 70% водной фазы, остается почти неизменной при высоких скоростях сдвига.

Вязкость водонефтяной эмульсии с использованием дистиллированной воды (с процентным содержанием от 10-50%) увеличивается в 1,5-3,5 раза в сравнении с первоначальной вязкостью нефти, при скорости сдвига 8,4 с<sup>-1</sup>. Эмульсии с содержанием водной фазы 70 % имеют очень высокую вязкость, особенно при низких скоростях сдвига.

В эмульсии с минерализованной (до 250 г/л) водной фазы размеров 30% вязкость снижается во всем диапазоне скоростей сдвига, что предположительно связано с увеличением размеров глобул минерализованной воды при тех же процентных соотношениях фаз дисперсной системы. При уменьшении размеров диаметра с одинаковыми концентрациями фаз, вязкость эмульсии увеличивается. Но при повышении минерализации до 450 г/л вязкость эмульсии повышается, имея значение выше, чем при минерализации от 50 до 250 г/л, однако ниже, чем при минерализации 5 г/л. Скорее всего это происходит из-за выпадения солей из дисперсной фазы, что может подтвердить микрофотографии эмульсии.

Связь между вязкости дисперсной системы и размера глобул нелинейна и слабеет с увеличением размера частиц (при размерах глобул 100 мкм вязкость почти неизменна, а при размере 10 мкм и меньше увеличивается). Зависимость вязкости водонефтяных дисперсных систем от размера глобул фаз, с различными процентными содержаниями минерализованной воды и дистиллированной воды, имеет экспоненциальный характер.

### Список использованной литературы

1. Черножуков Н. И. Технология переработки нефти и газа. 4. И.М.: Химия, 1979–424с.

2. Г.И. Келбалиев, С.Р.Расулов, Д.Б. Тагиев, Г.Р. Мустафаева Механика и реология нефтяных дисперсных систем: Монография – М.: Изд.-во «Маска».
3. <https://magazine.neftegaz.ru>.
4. Чернозюков Н. И. Технология переработки нефти и газа. 4. I.M.: Химия, 1979.
5. Позднышев Г. Н. Стабилизация и разрушение нефтяных эмульсий. М.: Химия.

## DEPENDENCE OF THE SURFACE TENSION OF FORMATION FLUIDS ON PRESSURE AND TEMPERATURE

*A. I. Zayceva*, 4rd year student, Institute of Oil and Gas named after M.S. Gutseriev, Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education "UdSU", 426034, Russia, Izhevsk, st. Universitetskaya, 1, bldg. 7, e-mail: alena.zai3105@gmail.com

*Y. G. Epifanov*, st. Lecturer of the Department of Institute of Oil and Gas named after M.S. Gutseriev, Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education "UdSU", 426034, Russia, Izhevsk, st. Universitetskaya, 1, bldg. 7, e-mail: epifanov\_urgen@mail.ru

**Abstract.** The most of the deposits are at the third and fourth stages of development (late stages of development), which means an increase in the water content of the extracted products, and as a result, the formation of persistent oil-water emulsions. The formation of emulsions significantly complicates the extraction, preparation and transportation of hydrocarbons. For more efficient fluid extraction, it is necessary to know the properties of an oil-water emulsion, especially for heavy oils, since this type of oil forms very stable emulsions. Despite the urgency of this problem, there is insufficient information about the rheological properties and formation of persistent oil-water emulsions, depending on the water content of the products and the mineralization of the aqueous phase of the emulsion.

**Keywords:** Emulsion, mineralization, rheological properties, dispersed system, dispersed phase, globule, viscosity.

## References

1. Chernozhukov N. I. Technology of oil and gas processing. 4. I.M.: Chemistry, 1979–424 p.
2. G.I. Kelbaliyev, S.R.Rasulov, D.B. Tagiyev, G.R. Mustafayeva Mechanics and rheology of petroleum dispersed systems: Monograph – Moscow: Publishing house "Mask".
3. <https://magazine.neftegaz.ru>.
4. Chernozhukov N. I. Technology of oil and gas processing. 4. I.M.: Chemistry, 1979.
5. Pozdnyshv G. N. Stabilization and destruction of oil emulsions. M.: Chemistry.

УДК 62—03

## МЕМБРАНЫ ИЗ НАНОКРИСТАЛЛОВ ЦЕЛЛЮЛОЗЫ И ПАЛЫГОРСКАТА ДЛЯ МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНОГО РАЗДЕЛЕНИЯ ВОДОНЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ

*Д. С. Калашиников*, студент 4 курса, РЭНГМ  
ФГАОУ ВО «Северо-Кавказский федеральный университет»

**Аннотация.** В статье рассматривается концепция получения прочных мембран из нанокристаллов возобновляемой оболочечной целлюлозы (НКЦ) и недорогого палыгорскита (ПГС) для многофункциональных систем разделения водонефтяной эмульсии. Мембраны с гидрофильными и подводными олеофобными поверхностями для разделения водонефтяных эмульсий благодаря их низкой адгезии к нефти и хорошей селективности по отношению к смеси нефти и воды, обладают нанопористой структурой с регулируемой толщиной и гидрофильной и олеофобной поверхностью, которая может эффективно отделять микро- и наноэмульсии с высоким потоком воды и эффективным оттоком нефти и масляных продуктов. Кроме того, теоритически, мембраны должны обладать высокой механической прочностью, отличной пригодностью для вторичной переработки и хорошей стабильностью эксплуатации в агрессивных условиях.

**Ключевые слова:** Мембрана, многофункциональность, разделение водонефтяной эмульсии, нанокристалл целлюлозы, палыгорскит.

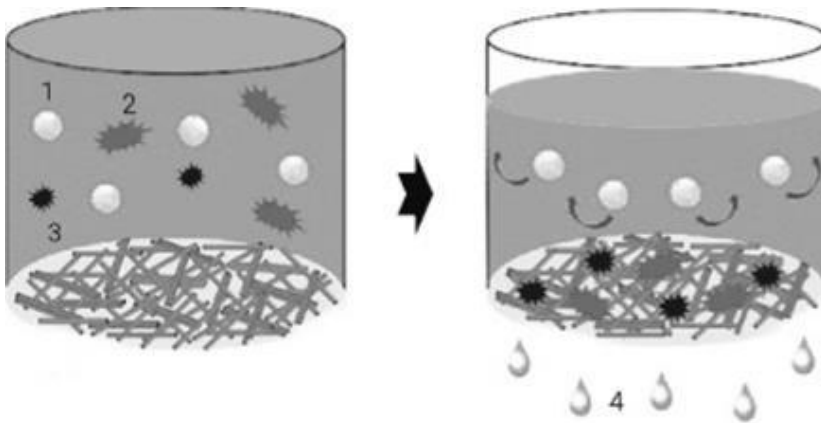
Из-за растущего увеличения добычи углеводородного сырья, загрязнения вызванные частыми авариями с разливами нефти и сбросами нефтесодержащих сточных вод в результате промышленных процессов и повседневной жизни, серьезно угрожает безопасности окружающей среды и здоровью человека.[1] Традиционные методы разделения нефти и воды – отстаивание, воздушная флотация; фильтрация; биоремедиация, электрическое воздействие; центрифугирование; адсорбция и деэмульгирование, успешны для обработки слоистой водонефтяной смеси, но малоэффективны для сложных водонефтяных эмульсий, стабилизированных поверхностно-активными веществами из-за малого размера капель нефти [3].

Таким образом, исследования и разработка новых материалов для эффективного разделения эмульгированных водонефтяных эмульсий, в частности наноэмульсий (размер капель: 20 ~ 200 нм), являются актуальной задачей как в исследовательских, так и в промышленных областях. Благодаря принципу исключения размера, нанопористая мембрана считалась наиболее под-

ходящим кандидатом для решения задачи полного разделения нефтяной наноземлюсии.[5]

Недавно были разработаны различные материалы с повышенной смачиваемостью, концепция применения которых возможна для селективного разделения нефти и воды из-за их низких побочных результатов сепарационного процесса [7], а также исследования гидрофобных и олеофильных мембран для селективного разделения жидкостей [8, 10].

Однако существует высокая вероятность загрязнения таких мембран нефтью и масляными продуктами, что блокирует и снижает эффективность мембранной фильтрации, поэтому разработка мембран с гидрофильными и олеофобными свойствами поверхности получила особое внимание [2]. Как показано на рисунке 1, во время процесса фильтрации, для разделения смеси вода / нефть, молекулы воды могут непрерывно проникать через мембрану и образовывать тонкий слой воды, который препятствует смачиванию каплями масла и предотвращает загрязнение нефтью [6].



1 – молекулы нефти; 2 – растворенные примеси; 3 – ионы тяжелых металлов;  
4 – отфильтрованная вода

Рисунок 1. Принцип разделения водонефтяной эмульсии

Однако изготовление мембран из недорогого сырья с использованием экологически чистых и устойчивых способов многофункционального разделения нефтесодержащей воды по-прежнему остается сложной задачей. С другой стороны, все разработанные до настоящего времени мембраны могли разделять эмульсии только на масляную и водную фазы, но не обладали свойствами удаления загрязняющих веществ из водной фазы в процессе разделения. Следовательно, крайне важно исследовать недорогую, экологически

чистую и устойчивую концепцию для изготовления многофункциональных мембран, которые могут не только эффективно разделять водонефтяные эмульсии, но и одновременно удалять загрязняющие вещества.

За основу для производства многофункциональных мембран предлагается использовать палыгорскит (ПГС) - недорогой и химически инертный глинистый минерал (алюмосиликат магния) с ленточно-слоистой микроструктурой и стержнеобразной кристаллической морфологией, который может быть использован в качестве адсорбента для удаления примесей и тяжелых ионов из раствора благодаря своей пористой структуре, адсорбированным катионам и большой удельной поверхностью [9]. Однако палыгорскит существует в виде агрегатов из-за сильной водородной связи и взаимодействия Ван-дер-Ваальса между стержневыми структурами.

В качестве матрицы, в роли добавки к суспензии предлагается использовать нанокристаллы целлюлозы (НКЦ), которые были выделены из мантй сидячих морских существ наряду с лектином, методом гидролиза в серной кислоте как показано на рисунке 2.



Рисунок 2. Получение кристаллов наноцеллюлозы

Особенная характеристика материала в том, что кристаллы целлюлозы диспергируются в воде из-за наличия отрицательных зарядов на их поверхности [4]. Это позволит в ходе разработки мембраны конечного вида подобрать оптимальное соотношение между основой и матрицей.

Следовательно, дисперсность ПГС можно было бы значительно улучшить путем добавления НКЦ в суспензию. В дальнейшем гидрофильные и олеофобные мембраны НКЦ / ПГС, возможно изготовить путем простой вакуумной фильтрации суспензии НКЦ / ПГС на несущей мембране из сложных эфиров - ацетата целлюлозы.

Поток воды и смачиваемость мембраны можно регулировать одновременно с помощью весового соотношения, в то время как эффективный размер пор и толщину мембраны возможно хорошо контролировать дозировкой суспензии.

Процесс получения композитной мембраны с готовыми характеристиками заключается в вакуумной фильтрации суспензии НКЦ / ПГС на несущий материал из ацетата целлюлозы. Соотношение компонентов суспензии изменяется для: НКЦ / ПГС от 0,05 до 2,0. После вакуумной фильтрации материала для окончательного изготовления, композит можно подвергнуть ультразвуковой обработке или высушить на воздухе.

При дальнейшем использовании НКЦ / ПГС мембраны дадут отличные характеристики при селективном разделении различных водонефтяных эмульсий, стабилизированных поверхностно-активными веществами, с высоким потоком воды и отбраковкой масляных продуктов. Кроме того, для мембран существует возможность повторного использования. Будучи композитным материалом, одной из характеристик будет являться высокая механическая прочность и превосходная стабильность в условиях высокой кислотности, солености и щелочности окружающей среды. Важно отметить, что НКЦ / ПГС мембрана также может эффективно удалять водорастворимые примеси и тяжелые ионы при разделении водонефтяных эмульсий. Однако изготовление мембран из недорогого сырья с использованием экологически чистых и устойчивых способов многофункционального разделения нефтесодержащей воды по-прежнему остается сложной задачей.

### Список использованной литературы

1. Буравова, В. В. Актуальные проблемы нефтегазовой отрасли (химия и экология) / В. В. Буравова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2021
2. Вежновец, В. К. УФ-индуцированная самоочищающаяся мембрана, содержащая  $TiO_2$  для разделения эмульсии нефть / вода / В. К. Вежновец, Д. Э. Курлович // Вестник магистратуры. – 2020. – № 1-1(100). – С. 20-21.
3. Ле, Т. Т. Особенности разделения устойчивой водонефтяной эмульсии на коалесцирующим фильтре с насадками на основе целлюлозы / Т. Т. Ле, Н. К. Зайцев, Н. Б. Ферапонтов // . – 2012. – № 7(55). – С. 16-21.
4. Нанокристаллическая целлюлоза в современном материаловедении / В. С. Безбородов // Труды БГТУ. – 2020.
5. Очистка воды от маслонефтепродуктов с помощью нанопористых супергидрофильных материалов / С. В. Кулигин, А. В. Косяков, П. В. Белов [и др.] // Нанотехнологии в строительстве: научный интернет-журнал. – 2021. – Т. 13, № 2. – С. 63-72.

6. Очистка воды от маслонепфтепродуктов с помощью нанопористых супергидрофильных материалов / С. В. Кулигин, А. В. Косяков, П. В. Белов [и др.] // Нанотехнологии в строительстве: научный интернет-журнал. – 2021. – Т. 13, № 2. – С. 63-72. – DOI 10.15828/2075-8545-2021-13-2-63-72.
7. Патент № 2599668 С2 Российская Федерация, МПК С09С 1/02, С09С 3/00, В05D 5/00. Композиция и способ для регулирования смачиваемости поверхностей : № 2014136461/05 : заявл. 04.02.2013 : опубл. 10.10.2016 / Й. Шелькопф, Х. Й. Вайтцель ; заявитель ОМИА ИНТЕРНЭШНЛ АГ.
8. Патент на полезную модель № 187839 U1 Российская Федерация, МПК С02F 1/40, С02F 101/32. Установка для очистки сточных вод : № 2018111140 : заявл. 28.03.2018 : опубл. 19.03.2019 / О. В. Кузьмина ; заявитель Общество с ограниченной ответственностью "Первая Национальная Группа".
9. Синтез тонкослойных оксигидратных сорбентов на основе алумосиликатных минералов / А. П. Зосин, Т. И. Приймак, В. А. Маслобоев, Л. Б. Кошкина // Журнал прикладной химии. – 2009. – Т. 82, № 5. – С. 757-761.
10. Чирков, Ю. Г. Расчет проницаемости по жидкости и по газу низкопористых гидрофобных мембран произвольной толщины / Ю. Г. Чирков, В. И. Ростокин // Электрохимия. – 2004. – Т. 40, № 2. – С. 185-196.

## MEMBRANES MADE OF CELLULOSE AND PALYGORSKITE NANOCRYSTALS FOR MULTIFUNCTIONAL SEPARATION OF OIL-WATER EMULSIONS

*D. S. Kalashnikov*, 4th year student, RANGM  
North Caucasus Federal University

**Abstract.** The article discusses the concept of obtaining durable membranes from nanocrystals of renewable shell cellulose (NCC) and inexpensive palygorskite (PGS) for multifunctional separation systems of oil-water emulsion. Membranes with hydrophilic and underwater oleophobic surfaces for separating oil-water emulsions due to their low adhesion to oil and good selectivity with respect to a mixture of oil and water, have a nanoporous structure with adjustable thickness and a hydrophilic and oleophobic surface, which can effectively separate micro- and nanoemulsions with high water flow and effective outflow of oil and oil products. In addition, theoretically, the membranes should have high mechanical strength, excellent recyclability and good stability of operation in aggressive conditions.

**Keywords:** Membrane, multifunctionality, separation of oil-water emulsion, cellulose nanocrystals, palygorskite



## References

1. Buravova, V. V. Actual problems of the oil and gas industry (chemistry and ecology) / V. V. Buravova // Innovations and development prospects in the oil and gas industry - 2021
2. Vezhnovets, V. K. UV-induced self-cleaning membrane containing TiO<sub>2</sub> for oil / water emulsion separation / V. K. Vezhnovets, D. E. Kurlovich // Bulletin of Magistracy. – 2020. – № 1-1(100). – P. 20-21.
3. Le, T. T. Features of separation of a stable oil-water emulsion on a coalescing filter with cellulose-based nozzles / T. T. Le, N. K. Zaitsev, N. B. Ferapontov // . – 2012. – № 7(55). – Pp. 16-21.
4. Nanocrystalline cellulose in modern materials science / V. S. Bezborodov // Proceedings of BSTU. – 2020.
5. Water purification from oil and oil products using nanoporous superhydrophilic materials / S. V. Kuligin, A.V. Kosyakov, P. V. Belov [et al.] // Nanotechnology in construction: scientific online journal. – 2021. – Vol. 13, No. 2. – pp. 63-72..
6. Water purification from oil and oil products using nanoporous superhydrophilic materials / S. V. Kuligin, A.V. Kosyakov, P. V. Belov [et al.] // Nanotechnologies in construction: scientific online journal. - 2021. – Vol. 13, No. 2. – pp. 63-72. – DOI 10.15828/2075-8545-2021-13-2-63-72.
7. Patent No. 2599668 C2 Russian Federation, IPC C09C 1/02, C09C 3/00, B05D 5/00. Composition and method for regulating the wettability of surfaces : No. 2014136461/05 : application 04.02.2013 : publ. 10.10.2016 / J. Schelkopf, H. J. Weitzel ; applicant OMIA INTERNATIONAL AG.
8. Utility model Patent No. 187839 U1 Russian Federation, IPC C02F 1/40, C02F 101/32. Wastewater treatment plant : No. 2018111140 : application 28.03.2018 : publ. 19.03.2019 / O. V. Kuzmina ; applicant Limited Liability Company "First National Group".
9. Synthesis of thin-layer oxyhydrate sorbents based on aluminosilicate minerals / A. P. Zosin, T. I. Priymak, V. A. Masloboev, L. B. Koshkina // Journal of Applied Chemistry. - 2009. – Vol. 82, No. 5. – pp. 757-761.
10. Chirkov, Yu. G. Calculation of permeability in liquid and gas of low-porous hydrophobic membranes of arbitrary thickness / Yu. G. Chirkov, V. I. Rostokin // Electrochemistry. - 2004. – Vol. 40, No. 2. – pp. 185-196.

УДК 622.276

## ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ДИСПЕРСНЫХ СОСТАВОВ В УСЛОВИЯХ ПРОГРЕССИРУЮЩЕЙ ОБВОДНЕННОСТИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

*А. Д. Квакина*, студент 2 курса магистратуры, Институт нефти и газа им. М. С. Гуцериева УдГУ, ya.anna060799@yandex.ru

*С. Ю. Борхович*, к.т.н., доцент каф. РЭНГМ, Институт нефти и газа им. М.С. Гуцериева УдГУ, SYBorhovich@udsu.ru

**Аннотация.** В статье указаны основные проблемы, встречающиеся при разработке нефтяных месторождений Удмуртии, а именно быстрый рост обводненности добываемой продукции. Были описаны различные способы борьбы с преждевременным прорывом воды к добывающим скважинам. Обоснована технология использования дисперсного осадкообразующего состава как метода выравнивания профиля приемистости и предотвращения преждевременного прорыва воды. Главным компонентом состава является модификация бентонитованной глины. Воздействие дисперсных частиц монтмориллонитовых глин на пористую среду заключается в том, что частицы глины в процессе закачки кольматируют наиболее крупные поры и трещины непосредственно в призабойной зоне пласта обрабатываемой скважины, обеспечивая в ней перераспределение фильтрационных потоков и изменение профиля приемистости. Такие частицы, с потоком нагнетаемой воды перемещаются по высокопроницаемым каналам в объем пласта и кольматируют поры меньшего размера в его удаленных зонах, что способствует внутрислоевому перераспределению фильтрационных потоков.

**Ключевые слова:** дисперсный состав, прорыв воды, выравнивание профиля приемистости.

Основной метод добычи нефти в России является заводнение, который обеспечивает более 90% всей добычи. Этот метод также очень распространен за рубежом. Однако геологическая неоднородность разрабатываемых участков зачастую приводит к уменьшению полноты охвата залежи и снижению коэффициента извлечения нефти. Чтобы справиться с проблемами обводнения и улучшить производительность добывающих скважин, для нагнетательных скважин проводят работы по выравниванию профиля приемистости, а для добывающих – ремонтно-изоляционные работы. В настоящее время разработано множество различных композиций для ВПП, обладающих «жестким» механизмом воздействия. Прежде чем анализировать эффективность каждой из этих композиций в частном порядке, следует рассмотреть основ-

ные составляющие композиций и их физико-химическое влияние на поведение состава в целом.

Общая группа дисперсных составов может включать в себя волокнистодисперсные, полимердисперсные и полимер-дисперсно-волокнистые комбинации. Группа осадкообразующих составов может быть дополнена осадкогелеобразующими составами. Анализ этих составов позволяет отметить роль каждой из добавок в композициях:

- **Дисперсный наполнитель.** Он отвечает за механическое блокирование крупных пор и их отключение из фильтрационного процесса. Самым распространенным компонентом является стабилизированный глинопорошок, реже – мел или кварцевый песок;

- **Водорастворимые полимеры.** Они отвечают за однородность и седиментационную устойчивость раствора, а так же обеспечивают «транспортную» функцию состава и позволяют доставить реагенты вглубь пласта;

- **Сшиватель.** Усиливает эффективность добавленного полимера и способствует образованию конгломератов, усиливающих блокирующие действие на пласт. В качестве данного реагента можно применять ацетат хрома;

- **Волокнистая добавка.** Имеет более разветвленную структуру относительно дисперсного наполнителя и позволяет образовывать более механически-прочные структуры с полимером и дисперсным наполнителем, а так же обеспечивать кольматацию наиболее крупных пор и трещин, что позволяет использовать её даже в условиях аномально высоких проницаемостях. В основном волокнистым наполнителем является торф, древесная мука и лигнин.

- **Осадкообразующая композиция.** В результате взаимодействия с пластовой водой образуют осадок, снижающий проницаемость водопрмытых интервалов. За счет взаимодействия только с пластовой водой обладают высокой селективностью. Примером осадкообразующего состава могут служить растворы карбоната натрия и хлористого кальция.

Самым распространенным составом, пользующимся большой популярностью, является полимердисперсная система (ПДС). В ее состав входит водная суспензия полиакриламида (ППА) и дисперсный наполнитель, как уже было упомянуто ранее, в основном глина. Данный состав обладает хорошей селективностью воздействия, поскольку данный комплекс взаимодействует только с водонасыщенными интервалами. На ряде месторождений Западной Сибири составы применялись еще в 1980-х годах. Состав был закачан на участки с обводненностью свыше 90%. При этом продолжительность эффекта от обработки составляла более четырех лет, а средняя дополнительная добыча на скважинную обработку составила 3100 т. Так же комплексно с этой технологией применялись обработки с ПАВ, которые позволяли увеличить КИН на 0,5-8,2% [1].

Чуть позднее, в 1990-х годах, была разработана и апробирована комплексная технология на основе волокнисто-дисперсного состава (ВДС). В качестве дисперсного наполнителя был использован глинистый порошок, а в качестве волокнистого наполнителя – древесная мука. Вследствие набухания данной системы в пластовых условиях при взаимодействии состава с водой образуются прочные структурные соединения, закупоривающие водопроточные интервалы. Данная технология применялась в условиях суперколлектора (аномально высокая проницаемость) на Талинском месторождении и дала прирост порядка 1500 т/скв [2]. Технология так же была применена и на других месторождениях Западной Сибири, при этом средняя эффективность составила более 2000 т/скв. Модификацией этой технологии является ПДНС, где в состав дополнительно вводится сшиватель, в большинстве случаев на основе хрома [3].

Следующим этапом развития дисперсных систем было применение модифицированного полимердисперсного состава (МПДС). Главное отличие от ранее описанных технологий заключается в использовании активированной бетонированной глины, которая в пластовых условиях способна увеличиваться в размере до 20 раз, что позволяет использовать технологию в условиях суперколлектора. Другими компонентами состава являются раствор ПАА и сшиватель. Технология была применена в 2000-х годах на ряде месторождений Западной Сибири. Средняя дополнительная добыча составляет 2000 т/скв [4].

Бурное развитие технологий и общая высокая эффективность «жестких» ФХ МУН привело к созданию и применению большого количества составов на основе дисперсных наполнителей. В 2010-х годах были опробованы другие, ранее не упомянутые составы:

- СС-1 и СС-2 на основе дисперсии глинопорошка в растворе карбоксиметилцеллюлозы [5];
- ГОС-1АС и ГОС-1А, включающие в себя ПАА, ацетат хрома, сапропель, неогенный ПАВ [6].

Следующей категорией реагентов, оказывающих «жесткое» воздействие на пласт, является применение осадкообразующих составов. Первые испытания проходили в 1990-х годах. Суть заключалась в закачке растворов солей, которые при взаимодействии друг с другом в пласте образуют нерастворимый осадок. Основные используемые растворы солей:  $Al_2(SO_4)_3$ ,  $CaCl_2$ ,  $Na_2CO_3$ ,  $CaCO_3$ ,  $NH_4Cl$ ,  $Al_2(SO_4)_3$ ,  $Na_2(SO_4)$  [7]. К сожалению данная категория реагентов не получила такого широкого распространения как дисперсные системы, однако ряд композиций все же нашел широкое применение ввиду своей технологической эффективности. К основным композициям в этой категории относятся осадко-гелеобразующий состав (ОГС) и дисперсный осадкообразующий состав (ДООС), который мы рассмотрим чуть позднее.

Технология ОГС заключается в последовательной закачке оторочек сульфата натрия, воды и хлорида кальция. Испытания были проведены в 2010-х годах на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз» и ряде других месторождений и показали технологическую эффективность в среднем 1000 т/скв [8].

Дисперсный осадкообразующий состав (ДООС). Первые испытания этой технологии проводились в 2000-х годах на ряде месторождений Западной Сибири в условиях юрских отложений. Суть метода заключается в последовательной закачке модифицированного глинопорошка, фосфата натрия, буферной водной оторочки и хлорида кальция. Средняя дополнительная добыча на скважину составляет порядка 500 т [9]. При закачке глинопорошка происходит фильтрация через промытые водонасыщенные интервалы пласта и последующие перераспределение фильтрационных потоков вследствие набухания. Затем фосфат натрия и хлорид кальция, взаимодействуя между собой, образуют осадок, повещающий фильтрационное сопротивление. Примечательно, что фосфат натрия, помимо его основной роли для взаимодействия с хлоридом кальция, способен дополнительно снижать межфазное натяжение, что способствует увеличению коэффициента вытеснения нефти. ЗАО «Технология» в 2013г. был разработан регламент на проведение работ по закачке этого состава, где подробно описаны концентрация, объемы и последовательность закачки каждого компонента [10]. При этом существует множество составов, в которых в качестве дисперсного наполнителя используются мел или древесная мука. Данные составы так же исследованы в лабораторных условиях [11].

С целью определения наиболее эффективного состава для ограничения водопритоков в 2018 году на ряде месторождений Удмуртии были проведены промысловые испытания следующих составов:

- ДООС (дисперсный осадкообразующий состав) – комплексная технология, включающая последовательную закачку водной суспензии бентонитовой глины и водного раствора тринатрийфосфата, который при контакте с высокоминерализованной водой образует осадки. Его фактическая эффективность значительно превысила прогнозные показатели и составила 6107т.

- Аtren – WSO – химический продукт для ограничения водопритока, представляет собой смесь на основе гуаровой камеди, поверхностно-активных веществ в углеводородном растворителе. при контакте с пластовой водой образует прочную гелеобразную структуру, которая создает в поровых каналах дополнительное гидравлическое сопротивление, препятствующее движению воды. Этот реагент не оправдал своей прогнозной эффективности, дополнительная добыча составила 3163т.

- СПС (сшитые полимерные составы) - водные растворы частично-гидролизованного полимера акриламида с добавлением сшивателей (ионы трехвалентного хрома), что позволяет образовывать в пласте высоковязкий

гель, изолирующий водопромытые пропластки и уменьшающий вязкостную неоднородность нефти и воды. Данный реагент оправдал свою прогнозную эффективность - дополнительная добыча составила 3843т.

По результатам промысловых испытаний наибольшую эффективность воздействия с точки зрения увеличения нефтеотдачи была отмечена именно у состава «жесткого» воздействия - ДООС.

**Выбор участка для реализации технологии.** Для реализации технологии с применением ДООС на Киенгопском м/н рассмотрен Кайсегуртский участок (рис. 1), характеризующийся в большей степени низкообводненным фондом добывающих скважин (%W=5-15%). Выявлены скважины, обводненные водой от закачки (%W>30%). Зона концентрации обводненных от закачки скважин – куст 73, 74.

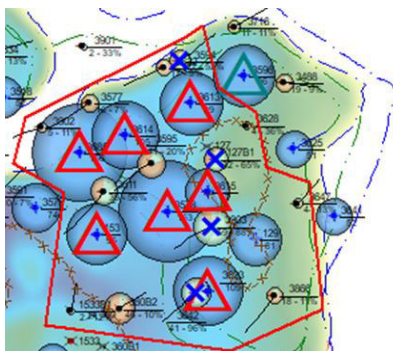


Рисунок 2. Карта текущих отборов верейского объекта Киенгопского м/н на 01.01.2022

Основной рост отборов жидкости и обводненности от закачки наблюдается после перевода нагнетательных скважин с ВСП на КНС (ноя.20-январь.21).

В связи с текущими темпами роста содержания воды на верейском объекте участка, прогнозируется, что проектный КИН не будет достигнут - прогнозный КИН на вере при данной динамике составит 0,136 (в сравнении с проектным значением 0,345).

Рассматриваемый участок включает в себя 7 нагнетательных скважин для реализации Программы МУН, технологией ДООС: 3685, 3578, 3613, 3614, 3615, 153, 3623.

Прогнозная эффективность на участке рассчитана с учетом прироста фактической добычи нефти от обработок прошлых лет, полученной за счет снижения обводненности в процентом соотношении относительно базовой добычи за каждый месяц. Ожидаемая дополнительная добыча нефти в среднем на одну нагнетательную скважину составляет 597 т/скв.

Следует отметить, что в настоящий момент большинство нефтяных компаний заинтересованы в снижении углеродного следа, который напрямую зависит от объема воды, циркулируемого через пласт для компенсации отборов. Следовательно, при снижении количества добываемой воды, сокращается и объем выбросов CO<sub>2</sub> и снижается углеродный след.

**Выводы.** В результате исследовательской работы были проанализированы различные методики по ВПП, а также выявлены наиболее перспективные методики для нашего региона. Было отмечено, что для месторождений на последней стадии разработки необходима закачка «жестких» составов, таких как дисперсные осадкообразующие составы. Приведены результаты лабораторных исследований и промысловых испытаний, подтверждающих его эффективность. Был подобран участок для реализации технологии и фонд скважин.

Рассмотренная технология по выравниванию профиля приемистости позволит увеличить проектный КИН за счет снижения проводимости высокопроницаемых каналов и трещин пласта. По результатам работы можно отметить высокую технологическую эффективность дисперсного осадкообразующего состава как способа выравнивания профиля приемистости и метода увеличения нефтеотдачи на месторождениях Удмуртии.

### Список использованной литературы

1. Газизов А.Ш., Галактионова Л.А. и др. Повышение нефтеотдачи пластов на поздней стадии разработки месторождений с применением полимердисперсных систем и других химреагентов // Нефтепромысловое дело. – 1995.
2. Баранов Ю.В., Нигматуллин И.Г., Чуйко А.И. и др. Технология применения волокнисто-дисперсной системы – новое перспективное средство повышения нефтеотдачи неоднородных пластов с трудноизвлекаемыми запасами нефти // Нефтепромысловое дело. – 1995.
3. Баранов Ю.В., Нигматуллин И.Г., Рамазанов Р.Г. и др. Применение технологии на основе древесной муки для повышения нефтеотдачи и изоляции притока воды // Нефтяное хозяйство. – 1998.
4. Ситулин Ю.Б., Мазаев В. Результаты применения потокоотклоняющих технологий увеличения нефтеотдачи при извлечении слабодренлируемых запасов нефти на месторождениях мамонтовской группы ООО «РН-Юганскнефтегаз» // Сб. докладов XI науч.-практ. конф. «Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала ХМАО-Югры», – Т. 2. – 2008.
5. Применение потокоотклоняющих методов увеличения нефтеотдачи на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз». : Презентация ТО «СургутНИПИнефть» // Матер. науч.-практ. конф. ВНИГНИ «Состояниеи дальнейшее развитие основных принципов разработки нефтяных и газовых месторождений» // – М., 16–17 марта 2015

6. Хорюшин В.Ю., Коротенко А.С. и др. Комплексный подход к реализации методов по выравниванию профилей приемистости скважин. Опыт массивированного воздействия потокоотклоняющими технологиями на русловые отложения объекта АВ 1–2 Кечимовского месторождения // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2017.
7. Повышение нефтеотдачи пластов. Ремонтно-изоляционные работы. Вторичное вскрытие и глушение скважин : справ. технолога. – Тюмень: СИБИНКОР. – 1998.
8. Применение потокоотклоняющих методоувеличения нефтеотдачи на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз» : – презентация ТО «СургутНИПИнефть» // Матер. науч.-практ. конф. ВНИГНИ «Состояние и дальнейшее развитие основных принципов разработки нефтяных и газовых месторождений». Москва, 16–17 марта 2015 г. – 2015.
9. Мазаев В.В., Андрианов В.В., Александров В.М., Асмандияров Р.Н. Перспективы применения дисперсных и осадкообразующих составов потокоотклоняющего действия при извлечении нефти из коллекторов юрских отложений Западной Сибири // Сб. докладов XII науч.-практ. конф. «Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала ХМАО-Югры». – Т. 2. – 2009.
10. Регламент на проведение работ по повышению нефтеотдачи пластов (ПНП) методом выравнивания профиля приемистости (ВПП) по технологии ДООС / ЗАО «Технология–99». – Тюмень. – 2013.
11. К вопросу применения дисперсных наполнителей в технологиях увеличения нефтеотдачи, С.Ф. Мамбетов, Ю. В. Земцов, Е.Г. Узяркина, 2022г.

## EVALUATION OF THE PROSPECTS FOR THE USE OF DISPERSED COMPOSITIONS IN CONDITIONS OF PROGRESSIVE WATERLOGGING OF OIL FIELDS

*A. D. Kyakina*, 2nd year Master's student, M. S. Gutseriev Institute of Oil and Gas of Udsu, ya.anna060799@yandex.ru .

*C. Y. Borkhovich*, Ph.D., Associate Professor of the Department of the Russian Academy of Sciences, M.S. Gutseriev Institute of Oil and Gas of Udsu, SYBorhovich@udsu.ru .

**Abstract.** The article identifies the main problems encountered in the development of oil fields in Udmurtia, namely the rapid growth of waterlogging of the extracted products. Various ways of dealing with premature breakthrough of water to producing wells have been described. The technology of using a dispersed sedimentation composition as a method of leveling the pick-up profile and preventing premature water breakthrough is substantiated. The main component of the composition is the modification of bentonized clay. The effect of dispersed parti-



cles of montmorillonite clays on a porous medium consists in the fact that clay particles during injection form the largest pores and cracks directly in the bottom-hole zone of the formation of the treated well, providing it with a redistribution of filtration flows and a change in the pick-up profile. Such particles, with the flow of injected water, move through highly permeable channels into the volume of the formation and colmate smaller pores in its remote zones, which contributes to the intra-layer redistribution of filtration flows.

**Keywords:** dispersed composition, breakthrough inputs, alignment of the pickup profile.

### References

1. Gazizov A.Sh., Galaktionova L.A. et al. Increasing oil recovery of reservoirs at a late stage of field development using polymer-dispersed systems and other chemicals // Oilfield business. - 1995.
2. Baranov Yu.V., Nigmatullin I.G., Chuiko A.I. et al. The technology of application of a fiber-dispersed system is a new promising means of increasing oil recovery of heterogeneous formations with hard-to-recover oil reserves // Oilfield business. -1995.
3. Baranov Yu.V., Nigmatullin I.G., Ramazanov R.G., etc. Application of technology based on wood flour to increase oil recovery and isolation of water inflow // Oil industry. - 1998.
4. Situlin Yu.B., Mazaev.V. Results of the application of flow-deflecting technologies to increase oil recovery in the extraction of poorly drained oil reserves at the fields of the Mamontov group of LLC "RN-Yuganskneftegaz" // Collection of reports of the XI Scientific and practical conference "Ways of realizing the oil and gas and ore potential of KhMAO-Yugra", – Vol. 2. – 2008.
5. Application of flow-deflecting methods of increasing oil recovery at the fields of OJSC "Surgutneftegaz". : Presentation of the "SurgutNIPIneft" // Mater. nauch.-prakt. conf. VNIGNI "State and further development of the basic principles of oil and gas fields development" // – Moscow, March 16-17, 2015
6. Khoryushin V.Yu., Korotenko A.S. et al. An integrated approach to the implementation of methods for leveling the profiles of well pick-up. Experience of massive impact of flow-bending technologies on the channel sediments of the AV 1-2 Kechimovsky deposit object // Geology, geophysics and development of oil and gas fields. – 2017.
7. Enhanced oil recovery. Repair and insulation works. Secondary opening and silencing of wells : reference. technologist. – Tyumen: SIBINKOR. – 1998.
8. Application of flow-bending methods of oil recovery enhancement at the fields of OJSC "Surgutneftegaz": - presentation of the "SurgutNIPIneft" // Mater. nauch.-

prakt. conf. VNIGNI "The state and further development of the basic principles of the development of oil and gas fields". Moscow, March 16-17, 2015 – 2015.

9. Mazaev V.V., Andrianov V.V., Alexandrov V.M., Asmandiyarov R.N. Prospects for the use of dispersed and sedimentary compositions of flow-deflecting action when extracting oil from reservoirs of Jurassic deposits of Western Siberia // Collection of reports of the XII scientific and practical conference "Ways of realizing the oil and gas and ore potential of KhMAO-Yugra". – Vol. 2. – 2009.

10. Regulations for carrying out works to improve oil recovery (PNP) by leveling the pickup profile (runway) according to the DOOS technology / CJSC "Technology-99". – Tyumen. – 2013.

11. On the use of dispersed fillers in oil recovery enhancement technologies, S.F. Mambetov, Yu. V. Zemtsov, E.G. Uzyarkina, 2022.

УДК 622.276

## **ВЫЯВЛЕНИЕ НАПРАВЛЕНИЙ ТРЕЩИНОВАТОСТИ В ЗОНАХ С НИЗКИМ ФИЛЬТРАЦИОННЫМ СОПРОТИВЛЕНИЕМ**

*К. П. Макаров*, ведущий геолог  
ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»  
Эл.почта: MakarovKonstantinPetrovich@mail.ru  
*Р. А. Яруллина*, ведущий инженер  
ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»

**Аннотация.** В статье проведено исследование, направленное на выявление направлений трещиноватости с низким фильтрационным сопротивлением, а также анализ физических процессов пласта и обобщение накопленного опыта в области исследования анизотропных свойств породы с тензорным распространением, позволяющих использовать данную информацию для пространственно-ориентированного бурения.

**Ключевые слова:** трассерные исследования, доминирующая трещиноватость, анизотропия, анизотропия проницаемости, терригенные породы, тензорная характеристика, пространственная ориентация, пространственно-ориентированное бурение.

Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция на протяжении более полувека является одним из основных нефтегазодобывающих регионов России. Однако, в настоящее время, в связи с естественным снижением добычи нефти изученных месторождений, активно развиваются новые стратегические направления для поддержания и увеличения добычи нефти и газа в Российской Федерации, локализованные преимущественно в арктической зоне ЯНАО и в Восточной Сибири.

В данных регионах уже создаются крупнейшие производственные кластеры по добыче углеводородов со строительством уникальной, характерной по сложности инфраструктуры, в том числе предполагающей транспортировку добываемой продукции в Европу и страны Азии по стратегическому для России северному морскому пути.

Существенная часть ресурсной базы углеводородов перспективных регионов развития локализована в пластах, характеризующихся сложным геологическим строением, обусловленное наличием газовых шапок и нефтяных оторочек, поэтому разработка основных объектов месторождения ведется с использованием горизонтальных, в том числе многозабойных скважин, осложняется это и наличием коллекторов с выраженным тензорным характером анизотропии свойств коллектора.

Наработанные десятилетиями в традиционных регионах добычи подходы, методики разработки, проектирования и эксплуатации месторождений не учитывают в полной мере описанную геологическую специфику проявления макроаномальных свойств в коллекторе и требуют, зачастую, принципиальной корректировки, а в некоторых случаях и разработку с нуля. Важно отметить, что в связи с высокими капитальными затратами для запуска новых масштабных проектов в арктических и удаленных от развитой инфраструктуры регионах цена ошибки принятия неэффективных решений становится крайне высокой.

В настоящее время на многих нефтяных и газовых месторождениях фиксируются дизъюнктивные нарушения различного ранга пород осадочного чехла. Причём, не только на сложенных карбонатными породами, для которых этот факт давно установлен, но и на терригенных залежах, в частности, на большинстве месторождений Западно-Сибирского региона [1]. По мнению ряда исследователей, трещиноватости подвержены все литологические разновидности осадочных пород.

Основные виды деформаций, приводящие к формированию трещиноватости – растяжение, сжатие, скол (сдвиг) и кратковременные, пульсирующие сейсмические подвижки, проявляющиеся в период седиментации неоконских осадков и в последующие эпохи, что связано с тектонической активностью, которая продолжается до сих пор. Нарушения представляют собой своеобразную горную породу, имеющую сложную фильтрационную структуру, гидродинамически связанную с окружающим пластом.

Наличие доминирующей трещиноватости заметно сказывается на эффективности разработки, в частности, на величине текущего и конечного коэффициентов нефтеотдачи, поэтому их обнаружение имеет большое значение для оптимизации разработки с целью повышения её эффективности и улучшения экономических показателей. В настоящей работе существует возможность их выявления по данным анализа трассерного метода исследования, проведенного на участке Сортымской свиты с предполагаемой высокой фильтрационной характеристикой (рис. 1).

Индикаторный метод позволяет изучать фильтрационные потоки в межскважинном пространстве. Он основан на добавке меченого вещества в нагнетаемую в пласт жидкость и прослеживании выхода метки вместе с добываемой продукцией. При этом «трассируются» реальные фильтрационные потоки, обусловленные особенностями геологического строения пласта.

По результатам практического исследования была выявлена фильтрационная неоднородность межскважинного пространства нефтяного пласта, как некий обобщенный показатель геологической неоднородности, который позволил выделить направленные трещины (каналы) по принципу низкого фильтрационного сопротивления (рис. 2).

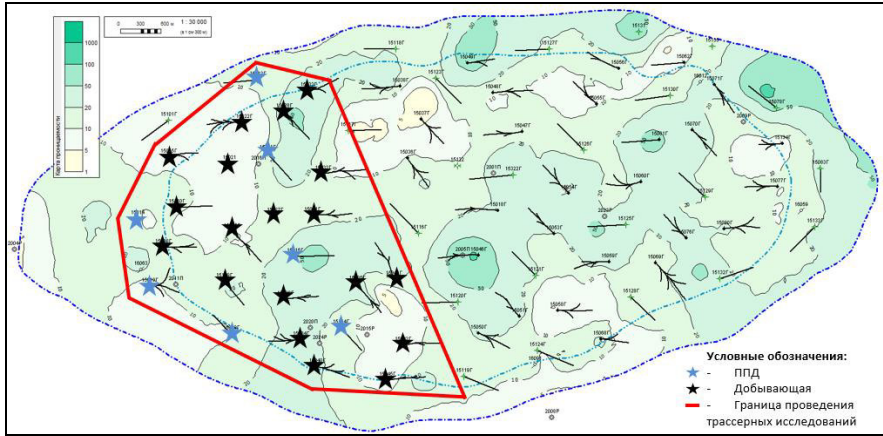


Рис. 1. Граница участка проведения трассерных исследований на объекте Сортымской свиты Пяяхинского месторождения

Охват воздействием пласта порового-трещинного типа преимущественно зависит от пространственной геометрии горизонтальных стволов, направления главного вектора градиента давлений в элементе разработки и коэффициентов подвижности нефти. Промысловыми и экспериментальными исследованиями установлено, что существенное влияние на оптимизацию значений данных параметров при выработке запасов нефти в пластах порово-трещинного типа оказывает процесс диспергирования фильтрующихся фаз.

Учет этого процесса достигается изучением агрегативной устойчивости водонефтяной эмульсии в скважинной продукции и выбором пространственной геометрии горизонтальных стволов по отношению к направлению глобального градиента давления и доминирующему направлению трещиноватости. Также, в данном вопросе необходимо учитывать процессы диспергирования фильтрующихся фаз в зонах трещиноватости, процессы формирования водонефтяных эмульсий и, как следствие, процессы эмульсионной блокировки фильтрации.

С целью решения задачи был проведен анализ прямых и косвенных методов, направленных на оконтуривание зоны с повышенной естественной трещиноватостью коллекторов. На анализируемом объекте доминирующее направление трещиноватости было определено с достаточной для реализации способа точностью, исходя из результатов анализа промысловых данных, результатов гидродинамических исследований скважин и знания особенностей выработки пластов трещинно-порового типа.

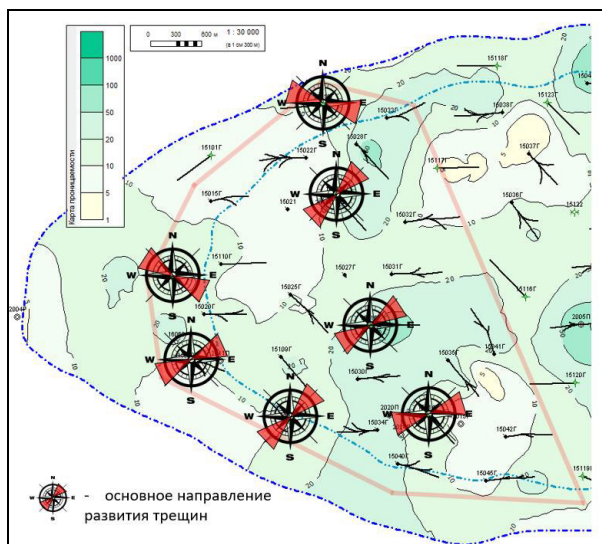


Рис. 2. Результаты трассерных исследований участка Сортымской свиты, объединенные по максимальным скоростям первых и основных порций индикатора

Авторами патента №2717847 [4] (О.М. Мирсаетов, К.Б. Ахмадуллин, С.Б. Колесова, А.А. Шумихин) были проведены исследования движения вытесняющего агента в трещиновато-пористых коллекторах на физических моделях пласта и установлено, что в зависимости от ориентации трещин к направлению перепада давления гидропроводность модели изменяется. Основываясь на практических исследованиях, по его результатам становится очевидным, что техническим решением разработки зон с повышенными фильтрационными характеристиками является бурение горизонтальных стволов добывающих скважин под углом от  $25^\circ$  до  $40^\circ$  к направлению доминирующей трещиноватости (рис. 3).

В рамках данной работы, на основе применяемой методологии выявления зон с высокой фильтрационной характеристикой, была оконтурен участок, где были изучены направления распространения естественной трещиноватости коллекторов терригенного типа, а также предложено техническое решение, направленное на эффективное извлечение углеводородного сырья из недр земли. В результате исследования были получены азимуты направлений анизотропии проницаемости по геологическому объекту, которые в последующем планируется учесть в геологической и гидродинамической моделях.



Рис. 3. Фрагмент карты изучаемого участка с фактическим и альтернативным (с учетом доминирующего направления фильтрации) расположением стволов скважин

### Список использованной литературы

1. Вольпин С.Г., Афанаскин И.В., Юдин В.А., Ефимова Н.П. Возможность определения фильтрационных параметров дизъюнктивных нарушений на нефтяных месторождениях по данным гидродинамических исследований пластов и скважин. – М.: Юдин В.А. – 2018. – 262 с. ISBN 978-5-600-02254-6., стр. 8–24
2. Михайлов, Н.Н. Проницаемость пластовых систем: учебное пособие / Н.Н. Михайлов. – М.: Российский государственный университет нефти и газа им. И.В. Губкина, 2006. – 185 с.
3. Ромм, Е.С. Структурные модели порового пространства горных пород. / Е.С. Ромм. – Л.: Недра, 1985. – 240 с.
4. Пат. 2717847, Российская Федерация, МПК E21B43/20. Способ разработки нефтяной залежи / Мирсаатов О.М., Ахмадуллин К.Б., Колесова С.Б., Шумихин А.А.; Заявитель и патентообладатель ФГБОУ высшего образования «Удмуртский государственный университет» ОАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина. - № 2019138224 ; заявл. 26.11.2019 ; опубл. 26.03.2020 ; Бюл. 9. – 15 с.
5. Трещиноватость горных пород. Основы теории и методы изучения: метод. реком. / О.Г. Епифанцев, Н.С. Плетенчук; СибГИУ. – Новокузнецк, 2008. – 41 с.

## IDENTIFYING DIRECTIONS OF FRACTURE IN ZONES WITH LOW FILTRATION RESISTANCE

*K. P. Makarov*, Lead Geologist

Oil and gas company «LUKOIL-West Siberia Limited»

*R. A. Yarullina*, Lead Engineer

Oil and gas company «LUKOIL-West Siberia Limited»

**Abstract.** The article conducted a study aimed at identifying fracture directions with low filtration resistance, as well as analyzing the physical processes of the reservoir and summarizing the experience gained in the field of studying the anisotropic properties of the rock with tensor propagation, allowing the use of this information for spatially oriented drilling.

**Keywords:** tracer studies, dominant fracturing, anisotropy, permeability anisotropy, terrigenous rocks, tensor characteristic, spatial orientation, spatially oriented drilling.

### References

1. Volpin S.G., Afanaskin I.V., Yudin V.A., Efimova N.P. The possibility of determining the filtration parameters of disjunctive disturbances in oil fields according to hydrodynamic studies of formations and wells. – M.: Yudin V.A. – 2018. – 262 p. ISBN 978-5-600-02254-6., pp. 8-24
2. Mikhailov, N.N. Permeability of reservoir systems: textbook / N.N. Mikhailov. – M.: Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 2006. – 185 p.
3. Romm, E.S. Structural models of the pore space of rocks. / E.S. Romm. – L.: Nedra, 1985. – 240 p.
4. Pat. 2717847, Russian Federation, IPC E21B43/20. Method of oil deposit development / Mirsaetov O.M., Akhmadullin K.B., Kolesova S.B., Shumikhin A.A.; Applicant and patent holder of the Udmurt State University of Higher Education of JSC Tatneft named after V.D. Shashin. - No. 2019138224 ; application 26.11.2019 ; publ. 26.03.2020 ; Byul. 9. – 15 p.
5. Fracturing of rocks. Fundamentals of theory and methods of study: method. recom. / O.G. Epifantsev, N.S. Pletenchuk; SibGIU. Novokuznetsk, 2008. – 41 p.



УДК 622.276

## МЕТОДОЛОГИЯ ВЫЯВЛЕНИЯ ЗОН С ВЫСОКОЙ ФИЛЬТРАЦИОННОЙ ХАРАКТЕРИСТИКОЙ

*К. П. Макаров*, ведущий геолог  
ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»

Эл. почта: MakarovKonstantinPetrovich@mail.ru

*Р. А. Яруллина*, ведущий инженер  
ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»

**Аннотация.** В статье проведено исследование, направленное на методологию изучения трещиноватости и оконтуривания зон с повышенными фильтрационными характеристиками продуктивных объектов Сортымской свиты Пякяхинского нефтегазоконденсатного месторождения. Работа базируется на комплексном анализе информации, полученной на стадии геолого-разведочных работ и на стадии разработки. В ходе исследования было выявлена зона с тензорным распространением свойств, оказывающих влияние на фильтрацию флюида в коллекторе.

**Ключевые слова:** проницаемость, анизотропия, анизотропия проницаемости, терригенные породы, неоднородное строение, тензорная характеристика.

В настоящее время, как в Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, так и в других регионах очень большое значение придается коллекторам трещиноватого типа, оценивается роль их в общем объеме разведанных запасов нефти и газа, устанавливаются закономерности распределения трещин в породах разного литологического состава.

Примеры месторождений нефти и газа, связанных с коллекторами трещиноватого типа, показывают, что такие коллекторы содержат промышленные запасы нефти, газа и конденсата, при этом продуктивность свойственна породам различного литологического состава и возраста. Большинство исследователей приходят к выводу, что трещины служат основными путями миграции углеводородов, которая происходит как в горизонтальном, так и вертикальном направлениях.

Проницаемость, рассматриваемая на стандартных моделях, предполагает изотропное строение пласта. Реальное микростроение пласта характеризуется ориентированностью структур. Ориентированность микроструктур объясняется фациальными условиями осадкообразования. При периодических изменениях условий осадкообразования наряду с песчаными слоями возможно формирование заглинизированных тонких пропластков, которые приводят к явлению анизотропии – зависимости проницаемости от направлений. Анизотропия проница-

емости отмечена и в неслоистых монолитных образцах осадочных пород. В монолитных породах анизотропия проницаемости связана с анизотропией поровой структуры, заключающейся в изменении эффективных размеров пор и характера связанности пор в различных направлениях.

При изучении сложно-построенных резервуаров Пяяхинского нефтегазоконденсатного месторождения Западно-Сибирской провинции был проведен анализ участков, в пределах которых, наряду с коллекторами порового типа, могут быть развиты и выделены локальные трещинно-поровые структуры. Как правило, такие участки незначительно отличаются от смежных по объему содержания в них флюидов, характеризуются низким фильтрационным сопротивлением и названы высокопроницаемыми зонами.

Трещины и их развитая сеть в породах образуют единую гидродинамически сообщающуюся систему и значительно увеличивают проницаемость пород, являясь основными путями движения флюидов в высокопроницаемых зонах.

Для выявления высокопроницаемых трещиноватых и поровотрещиноватых зон в нефтегазоносных резервуарах изучаемой свиты использовались многие методические приемы: исследование керна, сейсмический анализ, методы прямой оценки, математическая статистика.

Лабораторные данные характеризуют ФЕС и густоту распределения микротрещин в плотной матрице, т.е. в пределах отдельных микроблоков. Количественной оценки изменения трещиноватости более высокого порядка в пределах пласта или залежи нет, поэтому установить пространственную зональность распределения участков повышенной трещиноватости по данным лабораторных исследований образцов керна практически невозможно (рис. 1).

Восстановление условий формирования меловых отложений было выполнено на основе комплексной интерпретации сейсмических данных.

На основе анализа данных полагаем, что изучаемый объект Сортымской свиты формировался в условиях мелководной части морского шельфа. Отложения представлены песчаниками, алевролитами и аргиллитами. Формирование отложений пласта, вероятнее всего, проходило в условиях приливо-отливной деятельности, в которых могли формироваться береговые террасы, ориентированные параллельно приливным течениям.

Выделение тектонических нарушений проводится в основном визуально по временным разрезам. Анализируя волновую картину (рис. 2), регистрируемую на временных разрезам, отмечаем, что выделение и прослеживание разрывных нарушений во многих случаях затруднено из-за малых амплитуд смещения.

Однако, стоит заметить, что небольшие разрывные нарушения определяются некоторым числом фактов приуроченности, к которым относится зона аномально-высоких пластовых давлений (АВПД), которое оказывает влияние на складкообразование в платформенном чехле. В данном случае, на срезах



Исследования, проведенные в направлении оценки трещиноватости (А.Г. Демиденко, В.И. Алексеев, 1985 г.), позволили установить определенную связь современной речной сети с выделенными трещинными зонами. Все эти структуры являются неотектонически активными, поэтому и трещиноватые зоны в их пределах находят отражение в современном рельефе. Как правило, по этим ослабленным зонам закладывается система рек и ручьев на поверхности земли. Таким образом, взяв за основу топографические карты (рис. 3), можно достаточно оперативно спрогнозировать высокопроницаемые трещинные зоны в пределах разрабатываемого месторождения.

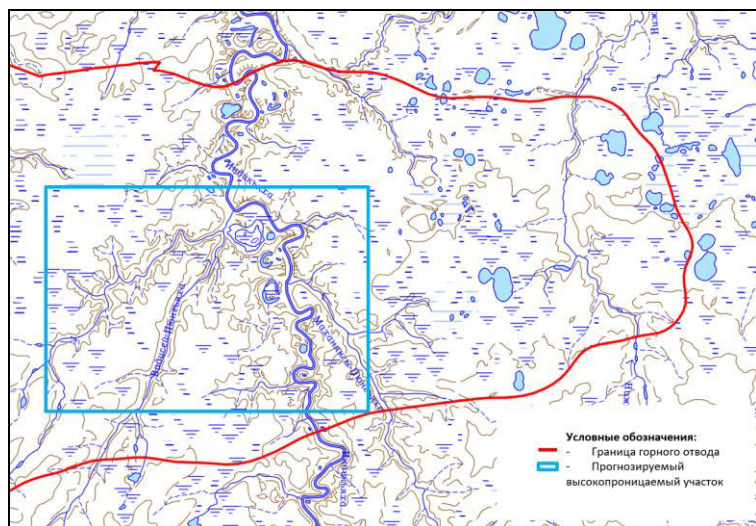


Рис. 3. Карта речной сети в пределах горного отвода Пякхинского месторождения

Используя методы математической статистики при анализе работы добывающих скважин, можно определить потенциал свойств матрицы в пределах сложнопостроенных резервуаров. При этом, для чисто трещиноватых коллекторов карты первоначального дебита и накопленной добычи (рис. 4) характеризуют изменения интенсивности трещиноватости коллекторов.

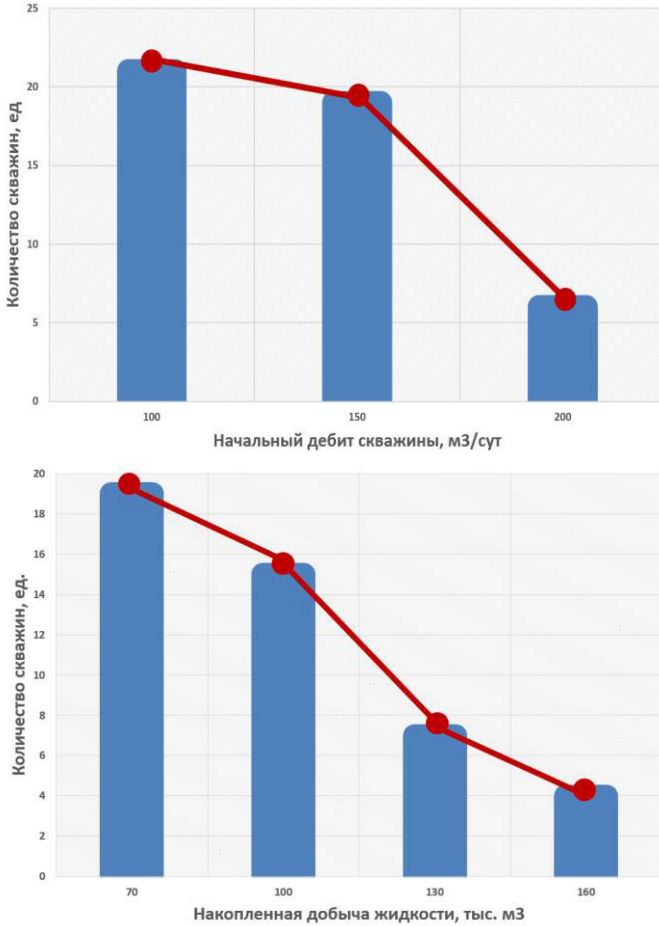


Рис. 4. Частотный график распределения начального суточного дебита и суммарной накопленной добычи жидкости на исследуемом участке Сортымской свиты

Естественно, что в таких случаях максимальные дебиты скважин и максимальная накопленная добыча наблюдаются в пределах участков интенсивной трещиноватости. Основываясь на полученных данных, был выделен участок с прогнозной преимущественной порово-трещиноватой характеристикой (рис. 5).

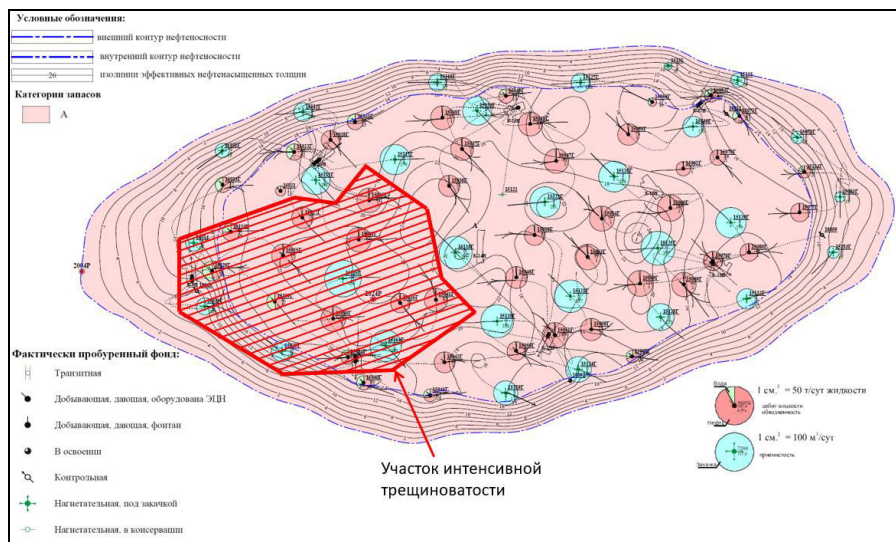


Рис. 5. часток интенсивной трещиноватости на карте пласта исследуемого участка Сортымской свиты Пякяхинского месторождения

Рассмотренные закономерности пространственного распространения высокопроницаемых трещинных зон в пределах залежей углеводородов справедливы для пород различного литологического состава: карбонатных, терригенных, доманикитов, метаморфических и пр.

Таким образом, основные методологические принципы изучения сложнопостроенных резервуаров нефти и газа должны базироваться на выявлении структурных особенностей и пространственной зональности трещинных коллекторов путем рационального комплексирования методов.

Комплексное использование всех этих данных значительно повышает достоверность проводимых исследований и позволяет выявлять наличие в продуктивном разрезе высокопроницаемых трещинных зон, необходимых для эффективной разработки продуктивных залежей.

### Список использованной литературы

1. Багринцева К.И. Трещиноватость осадочных пород. М.: Недра, 1982. - 256 с.
2. Геренчук К.И. Тектонические закономерности в орографии и речной сети Русской равнины. Львов: Изд-во Львовского ун-та, 1960.
3. Ромм Е.С. Фильтрационные свойства трещиноватых горных пород. М.: Недра, 1966. - 283 с.

4. Теодорович, Г.И. Учение об осадочных породах. Л.: Гостоптехиздат, 1958. – 541 с.
5. Шейдеггер А. Основы геодинамики. Пер. с англ. М.: Недра, 1987. - 384 с.
6. Nelson, R. A., E.P. Moldovanyi, C.C. Matcek, I. Azpiritxaga, and E. Bueno, 2000. Production characteristics of the fractured reservoirs of the La Paz field, Maracaibo basin, Venezuela: AAPG Bulletin, v.84, no.11, p. 1791-1809.

## HIGH FILTRATION ZONES IDENTIFYING METHODOLOGY

*K. P. Makarov*, Lead Geologist

Oil and gas company «LUKOIL-West Siberia Limited»

*R. A. Yarullina*, Lead Engineer

Oil and gas company «LUKOIL-West Siberia Limited»

**Abstract.** The article carried out a study aimed at the methodology of studying the fracturing and contouring of zones with increased filtration characteristics of the productive objects of the Sortym suite of the Pyakyakhinskoye oil and gas condensate field. The work is based on a comprehensive analysis of information obtained at the stage of geological exploration and development. The study revealed a zone with a tensor distribution of properties that affect fluid filtration in the reservoir.

**Keywords:** permeability, anisotropy, permeability anisotropy, terrigenous rocks, heterogeneous structure, tensor characteristic.

## References

1. Bagrintseva K.I. Fracturing of sedimentary rocks. M.: Nedra, 1982. - 256 p.
2. Gerenchuk K.I. Tectonic patterns in orography and river network of the Russian Plain. Lviv: Publishing House of the Lviv University, 1960.
3. Romm E.S. Filtration properties of fractured rocks. M.: Nedra, 1966. - 283 p.
4. Teodorovich, G.I. The doctrine of sedimentary rocks. L.: Gostoptehizdat, 1958. – 541 p.
5. Scheidegger A. Fundamentals of geodynamics. Translated from English. M.: Nedra, 1987. - 384 p.
6. Nelson R. A., E.P. Moldovanyi, K.S. Mattek, I. Aspiritsaga and E. Bueno, 2000. Operational characteristics of fractured reservoirs of the La Paz deposit, Maracaibo basin, Venezuela: AAPG Bulletin, vol.84, No. 11, p. 1791-1809.

УДК 622.276.63

## ОСОБЕННОСТИ КИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ ТЕРРИГЕННОГО КОЛЛЕКТОРА

*А. Ш. Матаева*, магистрант 2 курса,  
Институт геологии и нефтегазовых технологий, КФУ  
эл. почта: auyday.mataeva.99@mail.ru  
*Г. Р. Ганиева*, к.т.н., доцент каф. РЭМТУ,  
Институт геологии и нефтегазовых технологий КФУ  
*О. Х. Аль Рубаи*, магистрант 2 курса,  
Институт геологии и нефтегазовых технологий КФУ  
*И. И. Маннанов*, к.т.н., доцент каф. РЭМТУ,  
Институт геологии и нефтегазовых технологий КФУ  
г. Казань, ул. Кремлевская, д.4/5, Российская Федерация, 420008.

**Аннотация.** В работе рассматривается подход в решении задачи оптимизации подбора кислотной композиции для обработки терригенного коллектора. Для решения поставленной задачи изучены теоретические основы применения композиционных составов в зависимости от минералогической составляющей породы. Детализация подбора состава основана на обзоре исследований различных составов и изучения основных осложняющих факторов влияющих на процесс кислотного растворения породы. По результатам анализа публикаций и проведенных исследований наличие ПАВ в кислотной композиции уменьшает, а в некоторых случаях и предотвращает осадкообразование.

**Ключевые слова:** кислотная композиция, терриген, коллектор, минералогический состав, растворимость.

На каждом этапе процесса разработки терригенных коллекторов происходит ухудшение свойств пород-коллектора в призабойной зоне пласта добывающих скважин. Для уменьшения фильтрационных сопротивлений движению жидкости в околоскважинной зоне применяются разнообразные методы интенсификации добычи нефти, в том числе и кислотные обработки.

Целью кислотной обработки матрицы пласта является увеличение продуктивности за счет уменьшения величины скин-фактора в коллекторе. В процессе эксплуатации пласт с течением времени загрязняется за счет попадания жидкостей и мелких частиц в призабойной зоне пласта. Правильный подобранный тип и состав кислоты или комбинация кислот способствует избеганию негативных последствий. Кислотная композиция должна содержать в своём составе различные поверхностно-активные вещества и ингибиторы. Для достижения цели подкисления продукты реакции следует поддерживать в растворе. Обычно в качестве основы для подкисления терригенного пласта



используется буровая кислота, представляющая собой смесь соляной кислоты (HCl) и плавиковой кислоты (HF). Процентное содержание этих кислот в кислотной композиции составляет 15% HCl и 3% HF, но оно может быть увеличено или уменьшено в зависимости от концентрации карбонатных или глинистых компонентов в породе [1]. Однако, несмотря на значительные успехи, достигнутые в области подкисления, эффективность от проведенных мероприятий на практике остается довольно низкой.

Как известно, реакция глинистой кислоты в песчанике протекает быстро, и кислота быстро расходуется, прежде чем достигает нужной глубины [2]. В результате реакции HF с силикатными минералами образуется кремнийфтористая кислота, которая вступает в реакцию с различными катионами, присутствующими в пласте, и образует осадки, такие как  $\text{CaSiF}_6$ ,  $\text{Na SiF}_2$  и  $\text{K}_2\text{SiF}_6$  [3-5].

В дополнение HF и HCl обладают высокой коррозионной активностью и требуют соблюдения высоких мер предосторожности при обращении с ними.

В отличие от карбонатного подкисления, подкисление песчаника является сложным процессом, его реакции остаются до конца не понятыми. Каждый отдельный тип минералов имеет различную структуру, элементы, площадь поверхности и чувствительность к кислотам. Это усложняет разработку методов кислотной обработки. Несовместимость материалов, химическое взаимодействие, физические ограничения и соображения стоимости значительно усложняют процесс подкисления. Успешность кислотной обработки зависит от того, как минералы пласта будут реагировать на кислоту, используемую при обработке, и предвидение того, как отработанная кислота будет реагировать по мере ее проникновения глубоко в пласт.

Песчаник представляет собой обломочную осадочную породу, которая в основном состоит из кремнезема и силикатных минералов, различные формы глин, полевых шпатов и в редких случаях цеолитов. Наиболее распространенными зернами в формации песчаника являются кварц (диоксид кремния), но они также могут содержать минералы, которые сцементированы диоксидом кремния, оксидами железа или кальцитом.

При подкислении песчаника происходит множество реакций; наиболее важными из них являются реакции HCl и HF с карбонатами, реакции HF с силикатами, кварцем и полевым шпатом.

Реакционная способность фтористоводородной кислоты с кремнеземом делает ее уникальной при подкислении песчаника. Другие кислоты, такие как соляная, азотная и серная кислоты не вступают в реакцию с кремнеземом. [6]

В работе [7] авторы при подборе кислотных композиций учитывали минералогический состав и пластовую температуру баженовской свиты Пальяновского месторождения. Результаты рентгенофазового анализа ядра баженовской свиты показали высокое содержание карбонатов и глинистых минералов. Стандартной глинокислотной обработке в этом случае может умень-

шить проницаемость пласта. В связи с этим основой послужила соляная кислота, которая взаимодействовала как с карбонатными, так и глинистыми минералами. Высокая пластовая температура (105 °С) способствует к быстрой скорости реакции, следовательно к выпадению осадка при взаимодействии кислоты с алюмосиликатами. В результате ионного анализа были выделены составы 4%HCl+6%СНООН и 4%HCl+6%СНЗСООН обладают низкими скоростями реакции с карбонатами, что позволит увеличить охват пласта по простиранию при его КО.

Содержание глины оказывает большее влияние на концентрацию кислоты. К такому же выводу можно прийти и из того факта, что глины имеют гораздо большую площадь поверхности, чем полевые шпаты, что делает их более реакционноспособными, и поэтому их концентрация будет влиять на кислотный состав больше, чем у полевых шпатов.

Проницаемость пласта определяет, насколько быстро кислота может быть закачана в пласт. Из рекомендации McLeod, видно, что концентрация кислоты прямо зависит от проницаемости пласта таблица 1. Концентрация кислот со снижением проницаемости должна уменьшаться. Также известно, что температура влияет на скорость реакции с породой. Чем выше температура, тем ниже концентрация кислот.

Таблица 1. Рекомендации McLeod по подкислению песчаника [7]

Минералогия	>100 мД	20-100 мД	<20 мД
<10% ила и <10% глины	12% HCl и 3%HF	8% HCl и 2%HF	6% HCl и 1,5%HF
>10% ила и >10% глины	13,5% HCl и 4,5%HF	9% HCl и 1%HF	4,5% HCl и 0,5%HF
>10% ила и <10% глины	12% HCl и 2%HF	9% HCl и 1,5%HF	6% HCl и 1%HF
<10% ила и >10% глины	12% HCl и 2%HF	9% HCl и 1,5%HF	6% HCl и 1%HF

Во время кислотной обработки терригенной породы происходит следующая реакция осаждения, которая может привести к повреждению пласта и снижению проницаемости и пористости:

1. осаждение силикатов калия и натрия;
2. осаждение кальция фторид;
3. осаждение гидратированного кремнезема.

Чтобы избежать первых двух реакций, хлорид аммония или соляная кислота используются в качестве предварительной промывки перед основной кислотой, которая обычно содержит HF-кислоту. Чтобы избежать третичной реакции, на основной кислотной стадии используется HCl или органическую кислоту. Некоторые реакции осаждения могут происходить на любой стадии подкис-

ления песчаника. Это может снизить проницаемость и пористость пласта [4].

Стадии кислотной обработки терригенного коллектора:

1. Промывка буферными растворами вымещает пластовые флюиды содержащие несовместимые катионы из призабойной зоны скважины;
2. Промывка HCl (органической кислотой) удаляет карбонатную составляющую из матрицы для предотвращения осаждения фторид кальция;
3. Глинокислотная композиция удаляет амино-силикатное повреждение пласта;
4. Использование HCl поддерживает кислотность системы.

В ходе лабораторных исследований по подбору композиции для терригенной породы использовали композиции с добавлением и без добавления ПАВ. Все исследования проводились в свободном объеме при комнатной температуре. Основным этапом считается минералогический анализ, для этого породу с помощью ступки измельчают, далее проводят рентгенофлуоресцентный анализ с целью определения количества содержания минералов в породе. Результаты исследования приведены в таблице 2.

Таблица 2. Средние значения литологических параметров выделенных литотипов пород для отложений пласта ЮС<sub>2</sub><sup>1</sup> Савуйского месторождения

Аналитический параметр		Литотип «песчано-алевритовые породы с глинистым цементом»			
		Число анализов	Минимум	Максимум	Среднее
Гранулометрический состав	Потеря от HCL	7	1.5	16.8	4.9
	Средний диаметр, мм		0.057	0.191	0.102
	Песчаные фракции		8.7	70.6	40.7
	Алевритовые фракции		21.9	78.1	47.9
	Пелитовые фракции		7.5	15.9	11.4
Состав глинистых минералов, %	Каолинит	70	17.9	81	44.0
	Хлорит		14	50.7	35.7
	Гидрослюда		3	43	16.9
	ССО		0	10	3.3
Состав карбонатных минералов, %	Кальцит	26	0	12.8	3.3
	Доломит		0	14.5	1.1
	Сидерит		0	8.3	1.2
	Анкерит				0
	Суммарная карбонатность		1.1	14.5	5.6
Минеральный состав обломочной части, %	Кварц	27	25	75	40.0
	Полевые шпаты		15	40	35.0
	Обломки пород		5	35	20.0
	Слюда		1	25	5.0

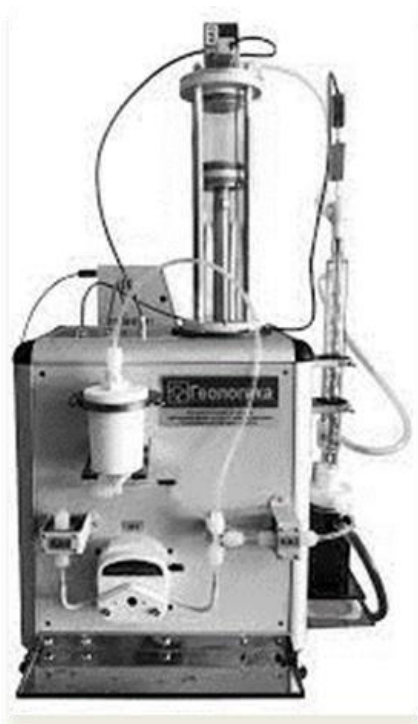


Рис.1. Валюметрическая установка

Далее образцы насыщаем пластовой водой и пластовой нефтью. По результату SARA анализу определили, что нефть легкая (содержание насыщенных фракций – 56.7 %, ароматически – 32.8, смол – 10.3, асфальтены – 0.12%), минерализация пластовой воды составила 21.2 г/л. После насыщения образцы исследовали на скорость реакции кислоты с породой при комнатной температуре и при 70 °С. Для этого, кислоту подогрели до температуры, и заливали породу. Образцы выдерживали в сушильном шкафу, до окончания изменения массы породы.

В результате проведенных исследований можно отметить, что скорость реакции с породой при высокой температуре выше, чем при комнатной температуре. Также проанализировали объем выхода углекислого газа на валюметрической установке (рис.1), которая позволяет задавать разные отрезки температуры и про исследовать составы как при комнатной температуре, так и при повышенных. В ходе исследования можно отметить, что с увеличением температуры, увеличивается и объем выхода углекислого газа.

Необходимо отметить, что при тестировании с различными композициями с содержанием ПАВ и без наблюдается разность в объемах выхода газа. Содержание ПАВ в кислотной композиции уменьшает скорость реакции породы, также предотвращает вторичное осадкообразование.

Таким образом, кислотная обработка является сложной технологией, учитывающая минералогию, проницаемости и температуры пласта. В результате обзора исследований выявлены критерии, на которые стоит обратить внимание при осуществлении кислотной обработке терригенного коллектора:

- 1) от площади поверхности минерала зависит скорость реакции;
- 2) низкая концентрация кислот способствует предотвращению выпадения осадков;
- 3) при наличии карбонатов в породе предусматривается предварительная промывка буферными растворами;
- 4) органические кислоты предупреждают набухание или диспергирование глинистых частиц;
- 5) поддержание кислой среды за счет HCl, предупреждает выпадения осадков ( $AlF_x$  и силикагеля).

#### Список использованной литературы

1. Goma A.M., Cutler J., Qu Q., Boles J., Wang X. An effective single-stage acid system for sandstone formations. Society of Petroleum Engineers, 2013, SPE-165147-MS.
2. Stanley, F.O., Ali S.A., Boles J.L. Laboratory and Field Evaluation of Organosilane as a Formation Fines Stabilizer. paper SPE 29530, presented at the SPE Production Operations Symposium, Oklahoma City, OK, April, 1995.
3. Al-Harbi B.G., Al-Khaldi M.H., Al-Dossary K.A. Interactions of organic-HF systems with aluminosilicates: lab testing and field recommendations. Society of Petroleum Engineers, 2011, SPE144100-MS.
4. Thomas et al., 2001. R.L. Thomas, H.A. Nasr-El-Din, J.D. Lynn, S. Mehta, S.R. Zaidi. Precipitation during the acidizing of a HT/HP illitic sandstone reservoir in eastern Saudi arabia: a laboratory study SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Society of Petroleum Engineers, 2001, <https://doi.org/10.2118/71690-MS>.
5. Hanafy, A.M., Nasr-El-Din, H.A. November 7. NMR Study to Assess Fines Migration Damage and its Removal Using Regular Mud Acid in Different Sandstone Cores. Society of Petroleum Engineers, 2016, <https://doi.org/10.2118/182976-MS>.
6. Литвин В.Т., Фарманзаде А.Р., Орлов М.С. Подбор кислотного состава для низкопроницаемых высокоглинистых пластов баженовской свиты (часть 1) // Интернет-журнал «Науковедение». 2015. Т. 7. № 5. С. 3-9.
7. Economides, M.J. and Nolte, K.G. Reservoir Stimulation. eds. Economides, M.J. and Nolte, K.G. Chichester, England, New York Wiley. 2000.

## FEATURES OF ACID TREATMENT OF A TERRIGENOUS COLLECTOR

- A. Sh. Mataeva*, 2nd year master's student,  
Institute of Geology and Oil and Gas Technologies of KFU  
e-mail: ayday.mataeva.99@mail.ru
- G. R. Ganieva*, associate Professor of the Department of REMTU,  
Institute of Geology and Oil and Gas Technologies of KFU
- O. H. Al Rubai*, 2nd year Master's student,  
Institute of Geology and Oil and Gas Technologies of KFU
- I. I. Mannanov*, associate Professor of the Department of REMTU  
Institute of Geology and Oil and Gas Technologies of KFU,  
Kazan, Kremlevskaya str., 4/5, Russian Federation, 420008.

**Abstract.** The paper considers an approach to solving the problem of optimizing the selection of an acid composition for processing a terrigenous reservoir. To solve this problem, the theoretical foundations of the use of composite compositions depending on the mineralogical component of the rock have been studied. The details of the composition selection are based on a review of studies of various compositions and the study of the main complicating factors affecting the process of acid dissolution of the rock. According to the results of the analysis of publications and conducted studies, the presence of surfactants in the acid composition reduces, and in some cases prevents sedimentation.

**Keywords:** acid composition, terrigen, collector, mineralogical composition, solubility.

### References

1. Gomaa A.M., Cutler J., Ku K., Bowles J., Wang H. Efficient single-stage acid system for processing sandstone formations. Society of Petroleum Engineers, 2013, SPE-165147-MS.
2. Stanley F.O., Ali S.A., Bowles J.L. Laboratory and field evaluation of organosilane as a stabilizer of fine formation particles. Document SPE 29530, presented at the SPE Symposium on Manufacturing Operations, Oklahoma City, Oklahoma City, Oklahoma City, April 1995.
3. Al-Harbi B.G., Al-Khalidi M.H., Al-Dossari K.A. Interaction of organo-high-frequency systems with aluminosilicates: laboratory tests and field recommendations. Society of Petroleum Engineers, 2011, SPE144100-MS.
4. Thomas et al., 2001. R.L. Thomas, H.A. Nasr-El-Din, J.D. Lynn, S. Mehta, S.R. Zaidi. Precipitation during acidification of a reservoir of high-temperature illite

sandstone in the eastern part of Saudi Arabia: laboratory study Annual Technical Conference and Exhibition SPE, Society of Petroleum Engineers, 2001, <https://doi.org/10.2118/71690-MS> .

5. Hanafi, A.M., Nasr-El-Din, H.A. November 7. NMR study to assess the damage caused by the migration of small particles and its elimination using conventional boric acid in various sandstone cores. Society of Petroleum Engineers, 2016, <https://doi.org/10.2118/182976-MS> .

6. Litvin V.T., Farmanzade A.R., Orlov M.S. Selection of acid composition for low-permeable high-clay formations of the Bazhenov formation (part 1) // Online journal "Science Studies". 2015. Vol. 7. No. 5. pp. 3-9.

7. Economides M.J. and Nolte K.G. Reservoir stimulation. ed. Economides, M.J. and Nolte, C.G. Chichester, England, New York Wiley. 2000.

УДК 553.982

## ИСПОЛЬЗОВАНИЕ УЛЬТРАЗВУКА ДЛЯ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА

*Д. В. Мельник*, студент 3 курса,  
Институт нефти и газа им. М.С.Гуцериева УдГУ  
kgbeared.dima@yandex.ru

**Аннотация.** В данной статье рассматриваются возможности ультразвукового воздействия на призабойную зону пласта. Исследуются последние наработки в этой области, анализируется практическое применение предлагаемого метода.

**Ключевые слова:** ультразвук, проницаемость ПЗП, вязкость, АСПО.

Основной проблемой для добывающих организаций Удмуртской республики становится необходимость поддерживать рентабельность добычи «тяжелой» нефти. Практически все добывающие компании республики ведут разработку месторождений, находящихся на 3 и чаще 4 стадии. Легкая нефть уже извлечена из недр земли, теперь инженерная мысль направлена на добычу нефти с высоким содержанием парафинистых отложений, асфальтенов и смол.

Есть целый ряд известных методов борьбы с осложняющими факторами при разработке месторождений с подобными структурами, к ним относятся тепловые, химические, механические и физические.

Многие, из этих методов, проверены временем, и каждый в отдельности, либо в сочетании показывали высокую эффективность. Однако, экономическая ситуация текущего времени задает повышенные требования к себестоимости добычи нефти.

Добывающие организации вынуждены отказываться от зарекомендовавших себя тепловых методов. Высокая себестоимость этого метода уже не окупается в связи с высокой обводненностью продукции. Применяемые химические методы также дорогие в использовании, и зачастую создают дополнительные проблемы при подготовке и транспортировке нефти. Механические методы не столь эффективны, и к тому же трудозатратны. Поэтому в настоящее время взгляд как ученых, так и практиков все больше обращен к физическим методам.

Отечественные ученые все чаще обращаются к высокой эффективности ультразвуковой обработки парафинистых нефтей. Лабораторные испытания показывают снижение вязкости нефти в ультразвуковом поле и акустическая дегазацию.



Целая плеяда российских ученых обращалась к вопросам исследования воздействия ультразвука на физико-химические свойства нефти. Стоит вспомнить исследования, проведенные в разные годы Горбачевым Ю.И., Никитиным В.С., Ягодовы Г.Н. и Ненартовичем Т.Л.[1],[2]

Особо интересны опытно лабораторные испытания Волковой Г.И., канд. хим. наук, ст. научн. сотр. ФГБУН Институт химии нефти Сибирского отделения РАН.[3]

УЗО нефтяных систем проводили на установке ULTRASONIC в течение 1-20 мин при температуре 25-30 °С. Реологические свойства анализировались на ротационном вискозиметре Brookfield DV-III ULTRA. Температура застывания (Тз) образцов фиксировалась с помощью прибора «ИНПН» (Кристалл).[4]

При обработке малопарафинистой высокосмолистой нефти с высоким содержанием асфальтенов в течение 2 мин происходит снижение вязкости в 1,4 раза и температуры застывания на 5 °С. В группе парафинистых высокосмолистых нефтей с содержанием смолисто-асфальтеновых компонентов (САК) 19-29 % мас. наблюдается изменение вязкостно-температурных характеристик при рациональном времени обработки:

- вязкость снижается в 1,3-3,2 раза;
- температура застывания - на 3-33 °С.

При обработке парафинистых высокосмолистых нефтей в течение 10 мин наблюдается снижение вязкости при 10 °С в 2 раза. При дальнейшем увеличении времени УЗО приведёт к дополнительному уменьшению вязкости (практически в 8 раз), достигающей постоянного значения после 15 мин обработки. УЗО нефти способствует также снижению температуры застывания уже после 5 минут воздействия.

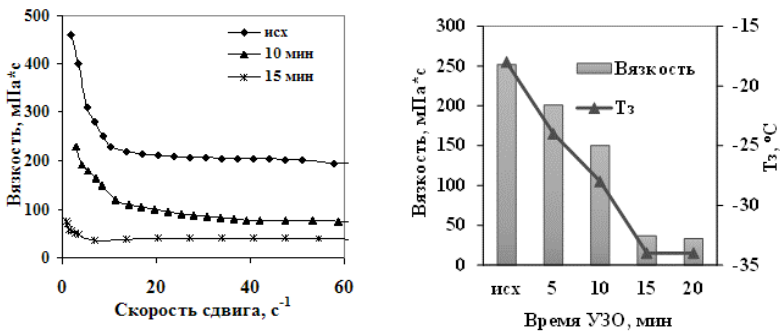


Рис.1 Графики зависимости эффективной вязкости и температуры застывания от времени УЗО

Переход возбужденной нефтяной системы после снятия ультразвуковой нагрузки в равновесное состояние осуществляется во времени.

Вязкость нефти и величина депрессии температуры застывания через сутки после УЗО остаются практически неизменными.

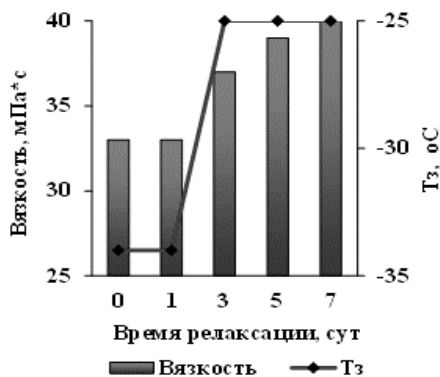


Рис. 2 График релаксации эффективной вязкости и застывания обработанной нефти

Эти результаты позволяют ожидать следующих эффектов от ультразвуковых колебаний при добыче нефти:

- повышение коэффициента проницаемости ПЗП
- депарафинизация
- вовлечение в разработку низкопроницаемых и закольматированных пропластиков

Испытания ультразвуковой обработки на скважинах Самотлорского месторождения показали положительный результат (табл. 1).[5] Прирост по дебиту 6,65 тонн/сутки.

Для проведения ОПИ использовался скважинный акустический прибор. Стандартные пьезокольца диаметром 38 мм размещены перпендикулярно его оси, собранными в пьезопакет. Два пьезопакета расположены независимо друг от друга и с поворотом 90° относительно друг друга. Конструкция обеспечивает направление основной энергии излучения пьезопакетов направлена в радиальном направлении.

Предлагается осуществлять УЗО с помощью погружного ультразвукового оборудования.[6] Дополнительным преимуществом подобного оборудования станут его анти АСПО свойства, которые снимут эти проблемы во всем погружном оборудовании. Аналоговое оборудование уже используется в процессах подготовки нефти.

Таблица 1. Результаты испытаний ультразвуковой обработки на Самотлорском месторождении АО «Самотлорнефтегаз»

Пласт	Число скважин, шт.	Успешность, %	Средний дебит нефти до УЗО, т/сут	Средний прирост дебита нефти после УЗО, т/сут	Рост дебита, %
	12	92	3,04	6,65	219
	9	100	2,48	3,9	157
АВ <sub>2-3</sub>	23	74	3,47	2,5	72
АВ <sub>4-5</sub>	10	70	3,74	4,1	110
	3	100	1,67	5,3	317
	3	100	1,63	2,8	172
БВ <sub>8</sub>	3	0	4,2	-1,8	- 42
БВ <sub>10</sub>	3	100	1,2	3,1	258
ЮВ <sub>1</sub>	2	100		-	Скважины ППД
Всего	68	80	3,23	4,4	136

В заключении следует отметить, что в ходе работы был проведен научный обзор исследований в области влияния ультразвуковой обработки на нефти различных составов. Результаты лабораторных испытаний приведены в работе.

Обзор проведенных опытно-промысловых испытаний на Самотлорском месторождении и полученная в результате этих испытаний информация легла в основу формирования предложений по применению ультразвукового оборудования для обработки призабойной зоны пласта.

### Список использованной литературы

1. Горбачев Ю.И., Иванова Н.И., Колесников Т.В., Никитин А.А., Орентлихерман Э.И. Акустические методы повышения нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи нефти // Нефтяное хозяйство. - 2002. - № 5. - 87-91.
2. Никитин В.С., Ягодов Г.Н., Ненартович Т.Л., Кузнецов Н.П., Музипов Х.Н. Технология повышения нефтеотдачи сверхмощным ультразвуковым воздействием // Нефтепромысл. дело: НТЖ / ВНИИОЭНГ. - 2010. - № 8. - С. 14-17.

3. Муллакаев М.С, Абрамов В.О., Волкова Г.И., Прозорова И.В., Юдина Н.В. Исследование влияния ультразвукового воздействия и химических реагентов на реологические свойства вязких нефтей // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. - 2010. - №5. - С. 31-34
4. <https://neftegaz.ru/science/petrochemistry/331693-primeneniye-ultrazvukovoy-obrabotki-dlya-snizheniya-vyazkostno-temperaturnykh-kharakteristik-nefti/>  
Применение ультразвуковой обработки для снижения вязкостно-температурных характеристик нефти
5. <https://magazine.neftegaz.ru/articles/nefteservis/619843-ultrazvukovye-tekhnologii-vosstanovleniya-produktivnosti-nizkodebitnykh-skvazhin-/>  
Ультразвуковые технологии восстановления продуктивности низкодебитных скважин
6. <https://sp-sonic.ru/product/ultrazvukovye-trubchatye-izluchateli/>  
Ультразвуковые трубчатые излучатели

## USE OF ULTRASOUND FOR TREATMENT OF THE BOTTOMHOLE FORMATION ZONE

*D. V. Melnik*, 3rd year student, Oil and Gas Institute named after M. S. Gutseriev at the Udmurt State University  
kgbeared.dima@yandex.ru

**Abstract.** This article discusses the possibilities of ultrasonic impact on the bottomhole formation zone. The latest developments in this area are investigated, the practical application of the proposed method is analyzed.

**Keywords:** ultrasound, bottomhole zone permeability, viscosity, asphalt, resin, and paraffin deposition.

### References

1. Gorbachev Yu.I., Ivanova N.I., Kolesnikov T.V., Nikitin A.A., Orentlicherman E.I. Acoustic methods of enhanced oil recovery and intensification of oil production // Oil industry. - 2002. - № 5. - 87-91.
2. Nikitin V.S., Yagodov G.N., Nenartovich T.L., Kuznetsov N.P., Muzipov H.N. Technology of enhanced oil recovery by heavy-duty ultrasonic action // Oilfield. business: NTJ / VNIIOENG. - 2010. - No. 8. - pp. 14-17.
3. Mullakaev M.S., Abramov V.O., Volkova G.I., Prozorova I.V., Yudina N.V. Investigation of the influence of ultrasonic exposure and chemical reagents on the rheological properties of viscous oils // Equipment and technologies for the oil and gas complex. - 2010. - No. 5. - pp. 31-34

4. <https://neftegaz.ru/science/petrochemistry/331693-primeneniye-ultrazvukovoy-obrabotki-dlya-snizheniya-vyazkostno-temperaturnykh-kharakteristik-nefti/>  
Application of ultrasonic treatment to reduce the viscosity-temperature characteristics of oil
5. <https://magazine.neftegaz.ru/articles/nefteservis/619843-ultrazvukovye-tekhnologii-vosstanovleniya-produktivnosti-nizkodebitnykh-skvazhin-/>  
Ultrasonic technologies for restoring productivity of low-flow wells
6. <https://sp-sonic.ru/product/ultrazvukovye-trubchatye-izluchateli/>  
Ultrasonic tubular radiators

УДК 622.276

## РЕЗУЛЬТАТЫ ТЕСТИРОВАНИЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО СИМУЛЯТОРА FASTSOL

*В. Г. Миронычев*

*Н. А. Шевко, к.т.н.*

ФГБОУ ВО «Удмуртский государственный университет»

Email: fngp@udsu.ru

*К. В. Худякова*

ООО «Удмуртское научно-производственное предприятие НИПИнефть»

Email: hkv@ung.ru

**Аннотация.** Представлено создание программного модуля для гидродинамического моделирования месторождений нефти и газа. Проведено пробное тестирование симулятора FastSol в независимых организациях, в которых получены положительные результаты тестирования на действующих моделях разрабатываемых месторождений.

**Ключевые слова:** программное обеспечение, гидродинамическое моделирование, месторождение нефти и газа.

В 2021 году Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Удмуртский государственный университет» начал разработку пакета программного обеспечения, предназначенного для геологического и гидродинамического моделирования нефтяных и газовых месторождений, анализа и моделирования призабойной зоны пласта и работы внутрискважинного оборудования, системы сбора и транспорта скважинной продукции.

В 2022 г. реализован и подготовлен к испытаниям первый модуль – гидродинамический симулятор FastSol (ПО FastSol). В качестве форматов загрузки модели и входных управляющих параметров в ПО FastSol использован синтаксис одного из широко используемого импортного ПО для гидродинамического моделирования. Написание, настройка и тестирование ПО FastSol осуществлялось специалистами УдГУ с привлечением партнёрской организации. В процессе тестирования функциональных возможностей и эффективности реализованных алгоритмов использовались полномасштабные действующие модели разрабатываемых месторождений.

Во второй половине 2022 г. ПО FastSol был передан на тестирование в ряд независимых организаций, и по результатам их тестирования получены положительные отзывы. Тестирование выполнялось комплексно с использованием как специализированных тестов SPE, так и сопоставлением с расчё-

тами, выполненными на другом ПО для гидродинамического моделирования. Сопоставление показало максимальное отклонение по текущим показателям по скважинам менее 1%, а по накопленным объемам – менее 0,1%.

## **TEST RESULTS OF THE FASTSOL HYDRODYNAMIC SIMULATOR**

*V. G. Mironychev, N. A. Shevko*, Udmurt State University

Email: fngp@udsu.ru

*K. V. Khudyakova*, LLC «Udmurt scientific-production enterprise NIPIneft»

Email: hkv@ung.ru

**Abstract.** The creation of a software module for hydrodynamic modeling of oil and gas fields is presented. A trial testing of the FastSol simulator was carried out in independent organizations, in which positive testing results were obtained on existing models of the fields being developed.

**Keywords:** software, hydrodynamic modeling, oil and gas fields.

УДК 622.276.1/4

## ПРАКТИЧЕСКИЙ ОПЫТ НАСТРОЙКИ НА ИСТОРИЮ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ В ПРОЦЕССЕ АДАПТАЦИИ ГЕОЛОГО-ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ

*Р. В. Рыжов*, <sup>1</sup>аспирант, <sup>2</sup>инженер

<sup>1</sup>Альметьевский государственный нефтяной институт,

<sup>2</sup>Центр моделирования ЦТР ПАО «Татнефть»

Email: rom.ruzoff2011@yandex.ru

**Аннотация.** В данной работе представлен способ адаптации пластового давления путем локальной (по скважинам с последующей интерполяцией) и глобальной (по участку в целом) модификации относительных фазовых проницаемостей воды. Локальная модификация производилась по скважинам нагнетательного фонда. Объект моделирования девонские отложения нефтяного месторождения D, расположенного в волго-уральской нефтегазоносной провинции.

**Ключевые слова:** относительная фазовая проницаемость, адаптация, гидродинамическая модель, нагнетательный фонд, пластовое давление.

На сегодняшний день широко распространено использование гидродинамических моделей при проектировании и сопровождении разработки нефтегазовых активов. В процессе построения фильтрационных моделей наиболее трудоемким и затратным по времени является этап настройки модели на историю, ввиду значительного объема входной информации и её неопределенности. Математически работа по настройке на историю является решением обратной задачи фильтрации, и в общем случае может иметь бесконечное множество решений [1].

Не считая общих требований каждая нефтегазовая компания имеет свои критерии оценки качества гидродинамических моделей. В данной статье рассмотрен частный случай до настройки пластового давления с целью приведения энергетического состояния модели к требуемым допускам.

В процессе адаптации гидродинамической модели участка месторождения D одной из актуальных задач стало приведение расчетного пластового давления к историческому тренду пластового давления. В данном случае к настройке давления в ГДМ недропользователь предъявляет следующие требования: тренд расчетного пластового давления должен находиться в коридоре +/- 25% от тренда исторического пластового давления. Как видно из рисунка 1 расхождение расчетного и исторического давления начинаются



примерно с 1974 года (момент начала фазы активного заводнения). К данному моменту были исчерпаны основные инструменты настройки:

1. Задание достоверных начальных условий;
2. Задание аквифера и подбор его параметров;
3. Работа с нагнетательным фондом.

Проанализировав предыдущие инструменты настройки модели выявили завышение среднего значения относительной фазовой проницаемости для воды при остаточной насыщенности нефтью. Что привело к повышению подвижности водной фазы и увеличению пьезопроводности.

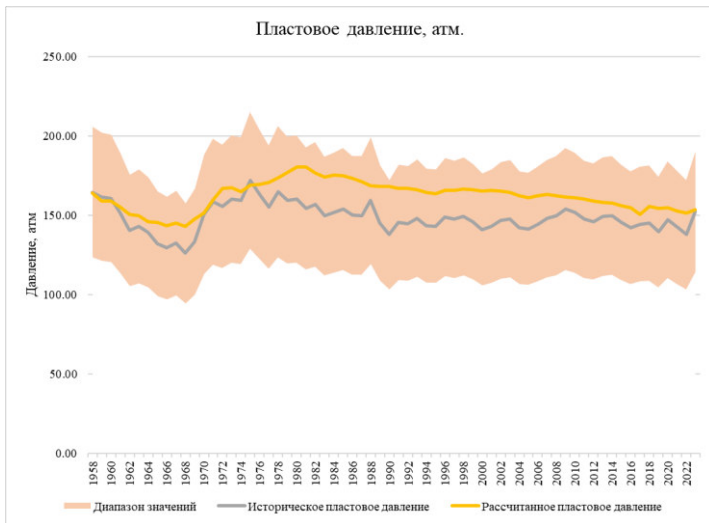


Рис. 1. График среднего пластового давления по месторождению до применения модификаций

Были подобраны коэффициенты локальной модификации ОФП воды по скважинам нагнетательного фонда, вносящим наибольший вклад в формирование энергетического состояния пласта в период с 1974 года. Коэффициенты применялись с интерполяцией в межскважинное пространство методом обратных взвешенных расстояний, с целью сохранения физичности распространения параметра по пласту. Вторым этапом был подобран общий коэффициент на весь рассматриваемый участок.

На рисунке 2 представлены результаты настройки модели описанным методом, как видно удалось сааптировать энергетическое состояние участка практически на весь период истории, тренд расчетного пластового давления с высокой степенью достоверности согласуется с трендом исторического пластового давления.

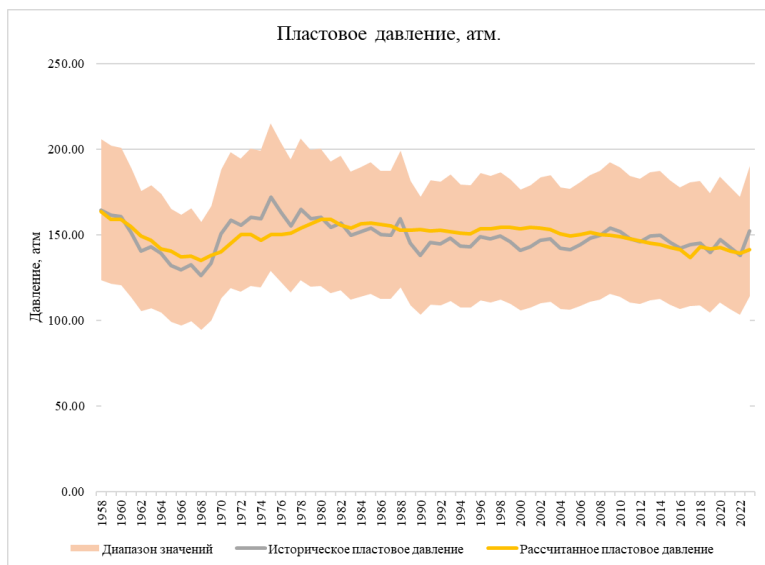


Рис. 2. График среднего пластового давления по месторождению после донастройки

Настройка пластового давления, как в общем смысле, так и в конкретной работе является одной из значимых задач в процессе адаптации гидродинамической модели. Так как построение ГГДМ требует значительных финансовых, вычислительных и человеческих ресурсов, все гидродинамические модели строятся с конкретной целью их дальнейшего применения. Наиболее частая область применения моделей — это прогнозирование и оценка управленческих решений в процессе разработки нефтегазового актива. Для решения вопросов где бурить новые скважины, где и какие ГТМы закладывать, как оптимизировать фонд, прогнозирование бедующей добычи и тд. Хорошо настроенное энергетическое состояние резервуара (в сумме с другими значимыми параметрами модели) важно для создания прогнозных вариантов разработки с высокой предсказательной способностью (что особенно значимо при расчете и оценке вариантов оптимизации нагнетательного добывающего фонда).

### Список использованной литературы

1. Хисматуллина Ф.С., Сыртланов В.Р., Сыртланова В.С., Дубровин А.В. Некоторые аспекты методики адаптации гидродинамических моделей неоднородных нефтяных пластов / УДК 622.276.1, Нефтяное хозяйство – 1/2005. - с. 47-51.

## PRACTICAL EXPERIENCE OF THE HISTORY MATCHING OF FORMATION PRESSURE IN THE PROCESS OF ADAPTATION HYDRODYNAMIC MODEL

R. V. Rizhov, <sup>1</sup>postgraduate, <sup>2</sup>engineer  
<sup>1</sup>Almetyevsk oil state institute, postgraduate  
<sup>1</sup>Modelling centre, PJSC «Tatneft»  
Email: rom.ruzoff2011@yandex.ru

**Abstract.** This paper presents a method for adapting reservoir pressure by local (for wells with subsequent interpolation) and global (for the area as a whole) modification of the relative phase permeabilities of water. Local modification was carried out on injection wells. The modeling object is the Devonian deposits of the oil field D, located in the Volga-Ural oil and gas province.

**Keywords:** relative phase permeability, history matching, hydrodynamic model, injection stock, reservoir pressure.

### References

1. Khismatullina F.S., Syrtlanov V.R., Syrtlanova V.S., Dubrovin A.V. Some aspects of the methodology of adaptation of hydrodynamic models of heterogeneous oil reservoirs / UDC 622.276.1, Oil Management – 1/2005. - pp. 47-51.

УДК 553.981

**АЛГОРИТМ ПРИНЯТИЯ РЕШЕНИЙ ПРИ ВНЕШТАТНЫХ СИТУАЦИЯХ, ВОЗНИКАЮЩИХ В ПРОЦЕССЕ ПРОВЕДЕНИЯ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА НА КОВЫКТИНСКОМ ГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ**

*В. В. Соковиков*, заместитель начальника отдела ГТМ,  
ООО «Газпром добыча Иркутск»,  
Иркутский государственный университет, геологический факультет, аспирант  
664011 Иркутск, ул. Нижняя Набережная д. 14  
Email: sokovikovv@mail.ru

*А. С. Сайнеев*, начальник отдела ГТМ,  
ООО «Газпром добыча Иркутск»,  
664011 Иркутск, ул. Нижняя Набережная д. 14  
Email: alexey.sayneev@gmail.com

*С. П. Примина*, к.г.-м.н., декан геологического факультета,  
зав. кафедрой геологии нефти и газа,  
Иркутский государственный университет, геологический факультет,  
664003 Иркутск, ул. Карла Маркса д. 1,  
Email: dean@geo.isu.ru

**Аннотация.** В разрезе продуктивного горизонта по всей площади Ковыктинского ГКМ отмечается значительная доля коллекторов с ухудшенными ФЕС с низкой достоверностью интерпретации по результатам ГИС. В данных условиях вовлечение (приобщение) в разработку запасов газа возможно в результате применения дополнительных методов интенсификации. Эффективным решением в сложившихся геологических условиях является применение многостадийного гидроразрыва разрыва пласта.

**Ключевые слова:** продуктивный горизонт, методы интенсификации добычи газа, гидроразрыв пласта.

Ковыктинское газоконденсатное месторождение (далее – КГКМ) является крупнейшим месторождением природного газа. Основная газоносность связана с продуктивными отложениями парфеновского горизонта.

Парфеновский горизонт характеризуется сложным геологическим строением: высокая расчлененность, литологическая неоднородность пласта по площади и по разрезу, низкими фильтрационно-емкостными свойствами. Накопленный опыт бурения и освоения скважин позволяет сделать вывод, что проведение гидроразрыва пласта в скважинах с низкими фильтрационно-

емкостными свойствами является оптимальным решением для получения дополнительного прироста добычи природного газа.

В рамках строительства эксплуатационных скважин КГКМ в соответствии с принятой стратегией разработки месторождения на 90% эксплуатационного фонда скважин планируется интенсификация притока методом многостадийного гидроразрыва пласта (5 стадий, модельный ряд шаров от 66,7 до 96,1 мм).

Гидравлический разрыв пласта — один из самых эффективных методов увеличения притока углеводородов к скважине. Метод заключается в создании высоко проводимой трещины в целевом пласте для обеспечения притока флюида к забою скважины.

Технология осуществления ГРП включает в себя закачку в скважину при помощи высокопроизводительных насосов жидкости разрыва при давлении выше давления разрыва продуктивного пласта. Для поддержания трещины в открытом состоянии применяется расклинивающий агент – пропант.

Выполнение операции ГРП состоит из трех основных этапов (рисунок 1): активация муфты ГРП (в случае применения муфт ГРП, активируемые сбросом растворимого шара) и тестовой закачки для определения гидродинамической связи скважины с продуктивным пластом; выполнение мини-ГРП в виде закачки небольшого объема пропанта, результаты интерпретации которого позволяют сформировать расписание закачки пропанта для основного ГРП; выполнение основного ГРП.

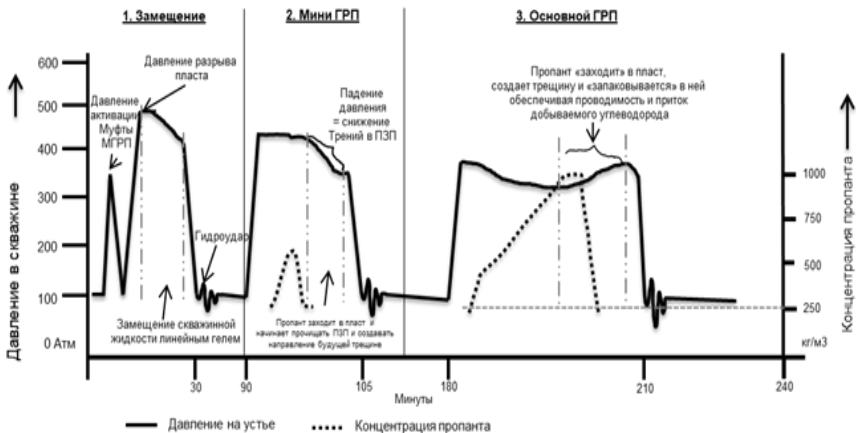


Рисунок 1. Последовательность выполнения этапов ГРП

Процесс проведения ГРП на скважинах требует высокого уровня организации подготовительных работ, а также формирование модели гидроразрыва.

Модель гидроразрыва в качестве исходных данных использует информацию о конструкции скважины, продуктивном пласте, жидкостях разрыва и пропанте. С помощью специальных вычислительных программ моделируется геометрия развития трещины, распределение в ней пропанта и время реагирования на изменение давления. Основная цель моделирования гидроразрыва состоит в анализе данных реального ГРП - обычно это устьевое давление и сравнение этого давления с поведением модели, чтобы оценить различные характеристики образовавшейся трещины. В конечном счете хорошее соответствие между наблюдаемыми и модельными данными дает уверенность в том, что проведенный ГРП позволит достигнуть желаемых результатов по продуктивности скважины.

Однако, тщательное изучение свойств продуктивного пласта и разработка оптимального дизайна ГРП не гарантирует отсутствие осложнений в процессе выполнения гидроразрыва. Самое серьезное осложнение – это получение инцидента в виде «СТОПа». При получении «СТОПа», пропант остается в стволе скважины, затрудняет дальнейшее сообщение с пластом и продолжение работ по ГРП на вышележащих муфтах в случае применения многостадийного ГРП.

К последствиям «СТОПа» относятся:

- дополнительные операции с привлечением ГНКТ;
- увеличение объема закачиваемой жидкости и финансовые затраты по нормализации забоя (вымыв пропанта);
- снижение качества формируемых трещин в ПЗП, а, следовательно, уменьшение коэффициента извлечения газа с проблемной муфты;
- смещение сроков освоения и ввода скважины в эксплуатацию.

В настоящее время с помощью ГРП охвачено 17% скважин от общего объема ГРП на Ковыктинском месторождении. Технологическая эффективность работ составляет 96% по сравнению с мировым опытом успешности в 98% (рисунок 2).

С целью поиска решений по минимизации получения инцидентов в процессе ГРП рассмотрены и проанализированы результаты цифровых и графических параметров скважин, на которых получено осложнение в виде «СТОП».

Характерным примером выявленных осложнений является Скважина № 1.

При выполнении операции ГРП на Скважине № 1 наблюдалось сложное и интерпретируемое поведение устьевого давления (рисунок 3).

Во время закачки пропанта был получен резкий провал давления на устье с последующим ростом давления и получением «СТОПа».

Для выявления причины возникновения осложнения в симуляторе ГРП выполнена оценка поведения давления от времени в логарифмических координатах с применением графика Нолти-Смита (рисунок 4).

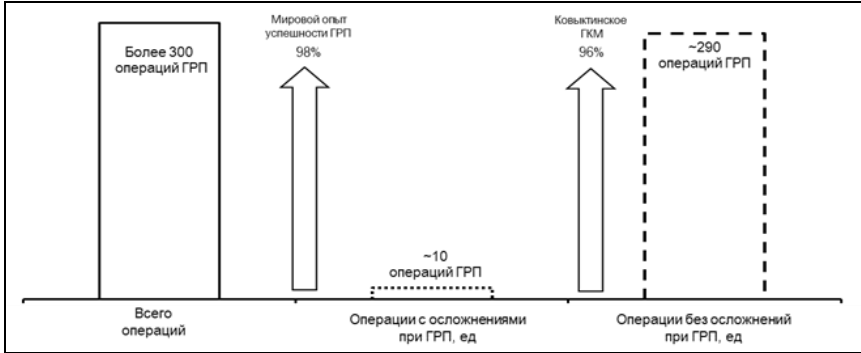


Рисунок 2. Процент успешности ГРП

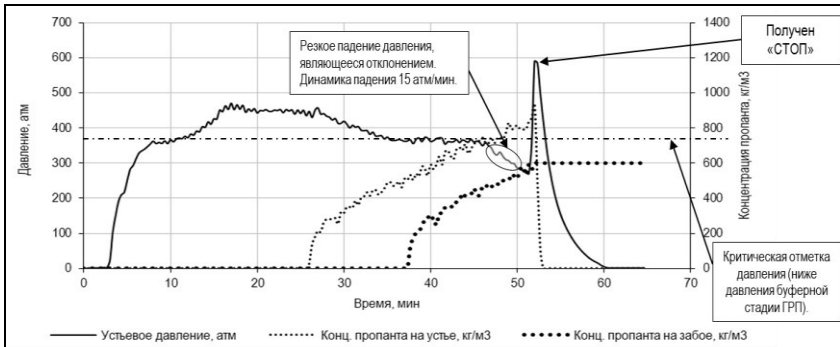


Рисунок 3. График закачки основного ГРП Скважины № 1

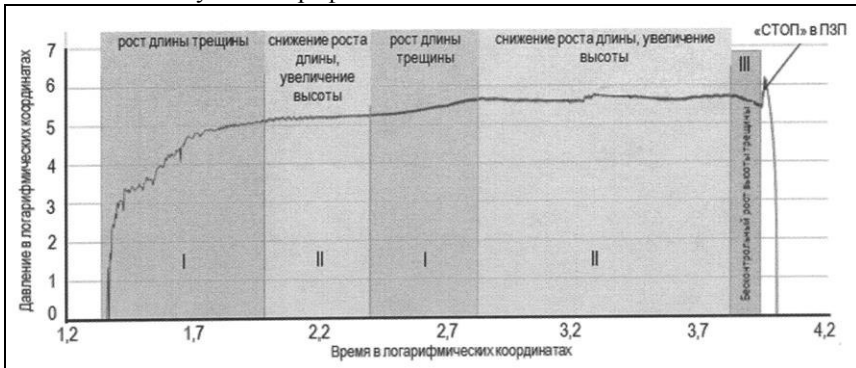


Рисунок 4. График давления в логарифмических координатах Нолти-Смита

Анализируя сформированный график можно выделить следующие основные периоды формирования трещины ГРП:

- I стадия – постепенное увеличение давления, характеризующее развитие трещины в горизонтальном направлении (увеличивается длина);
- II стадия – постоянное давление, характеризующее фильтрацию жидкости в пласт, снижение роста длины трещины, увеличение высоты трещины;
- III стадия – снижение давления, характеризующее бесконтрольное увеличение высоты трещины, приводящее к снижению ее ширины.

Поведение давления перед «СТОПом» показывает, что вследствие бесконтрольного увеличения высоты трещины сопровождающееся снижением ширины произошло преждевременное бриджевание пропанта, не позволившее разместить текущую концентрацию пропанта в узкий канал сформированной трещины, в результате чего получен «СТОП» в призабойной зоне пласта.

На основе опыта полученного осложнения в виде «СТОП» на Скважине № 1 проведен аналогичный анализ 10 скважин с инцидентами.

Ретроспективная оценка выполнения операций ГРП показала наличие закономерности получения осложнений при динамике падения давления 7,5 атм/мин при концентрации пропанта более 600 кг/м<sup>3</sup>.

Учитывая результаты исследования и выявленное пороговое значение изменения устьевого давления в процессе ГРП позволило распространить полученный опыт при выполнении операций на последующих скважинах.

Выработанная методика в условиях Ковыктинского месторождения позволяет:

- продолжить выполнение операций МГРП на вышележащих муфтах ГРП;
- избежать смещение срока освоения скважины и ввод в эксплуатацию;
- сократить финансовые издержки компании на ликвидацию осложнения «СТОП» с привлечением ГНКТ.

### **Список использованной литературы**

1. Экономидес М, Олини Р., Валько П. Унифицированный дизайн гидроразрыва пласта: от теории к практике, 2007. 165-166 с.
2. John W. Ely Stimulation treatment handbook, 1985. 160 с.



## DECISION-MAKING ALGORITHM FOR EMERGENCY SITUATIONS ARISING DURING HYDRAULIC FRACTURING AT THE KOVYKTA GAS CONDENSATE FIELD

*V. V. Sokovikov*, deputy head of GTM department,  
OOO «Gazprom Dobycha Irkutsk»,  
Irkutsk State University, Faculty of Geology, graduate student,  
664011 Irkutsk, st. Nizhnyaya Naberezhnaya, 14  
*A. S. Sayneyev*, head of GTM department,  
OOO «Gazprom dobycha Irkutsk»,  
664011 Irkutsk, st. Nizhnyaya Naberezhnaya, 14  
*S. P. Primina*, Ph.D. in Geology, dean of Geological Faculty  
Head of Oil and Gas Char,  
Irkutsk State University, Faculty of Geology,  
664003 Irkutsk, st. Karl Marks, 1  
Email: dean@geo.isu.ru

**Abstract.** In the section of the productive horizon over the entire area of the Kovykta gas condensate field, there is a significant proportion of reservoirs with degraded reservoir properties with low reliability of interpretation based on well logging results. Under these conditions, involvement (inclusion) in the development of gas reserves is possible as a result of the use of additional stimulation methods. An effective solution in the current geological conditions is the use of multi-stage hydraulic fracturing.

**Keywords:** productive horizon, gas production stimulation methods, hydraulic fracturing.

### References

1. Economides M, Olini R., Valko P. Unified hydraulic fracturing design: from theory to practice, 2007. 165-166 p.
2. John W. Ely Stimulation treatment handbook, 1985. 160 p.

УДК 622.276.1/4

## АНАЛИЗ ИЗУЧЕННОСТИ ОСОБЕННОСТЕЙ РАЗРАБОТКИ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ КАК ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ

*В. А. Сосницкая*, <sup>1</sup>аспирант, <sup>2</sup>инженер

<sup>1</sup>Альметьевский государственный нефтяной институт,

<sup>2</sup>Центр моделирования ЦТР ПАО «Татнефть»

Email: valeriyasosnitskaya@yandex.ru

**Аннотация.** В работе представлен обзор научно-технической литературы по степени изученности особенностей разработки карбонатных коллекторов как трудноизвлекаемых запасов нефти, перспективы их добычи.

**Ключевые слова:** трудноизвлекаемые запасы нефти, подсчет запасов, карбонатные коллекторы, низкопроницаемый коллектор.

Разработка месторождений нефти и газа в России имеет многолетний опыт и выдающиеся успехи, которые положительно влияют на показатели добычи. Мировая наука направлена на решение задач разработки зрелых месторождений нефти и газа и поддержание добычи углеводородов на высоком уровне, изучение особенностей геологического строения сложнопостроенных залежей с нетрадиционными запасами, оценку их влияния на разработку запасов, развитие морских проектов, создание цифровых двойников.

Термин «трудноизвлекаемые запасы» (далее ТриЗ) всё чаще используется в настоящее время. В нормативно-правовой базе России и нет унифицированного определения и специальной терминологии для трудноизвлекаемых запасов нефти.

В отечественной технической литературе и регулирующих документах можно найти несколько определений термина «трудноизвлекаемые запасы».

Их предлагалось дифференцировать на основе свойств нефти или особенностей ее залегания в пластах, состоянии выработанности запасов и прочего [1].

В постановлении Правительства РФ от 19.09.2020 № 1499 указаны следующие типы трудноизвлекаемых запасов:

- нефть в залежах, отнесенных к баженовским, абалакским, хадумским и доманиковым отложениям;
- нефть с вязкостью в пластовых условиях 10 000 мПа·с и более (сверхвязкие нефти – СВН).

Известно, что в настоящее время в России имеется огромный потенциал для добычи ТриЗ, но опыта промышленной разработки объектов не так много, поэтому трудно сказать, насколько рентабельно их крупномасштабное освоение.

Изучение трудноизвлекаемых запасов, особенностей залегания нефти ведется много лет и требует решения целого ряда геологических и технико-экономических задач, например, таких, как определение геологических факторов, контролирующих баженовскую свиту и доманиковые отложения, распространенные на значительных территориях, в рамках постановления, приведенного выше. Необходима разработка новых эффективных технологий вызова притока жидкости.

Перед такими крупными компаниями, как ПАО «Газпром нефть», ПАО «ЛУКОЙЛ», ПАО «Роснефть», ПАО «Татнефть» стоят серьезные задачи о создании, опробовании технологий добычи трудноизвлекаемых запасов [2, 3, 4]. В этих работах рассматриваются различные подходы к адаптации зарубежного опыта к местным условиям, а также предлагаются новые технологии разработки.

Ниже приведен ряд геологических, технологических, экономических и экологических факторов, которыми обусловлены некоторые неопределенности, свойственные перспективам добычи трудноизвлекаемых запасов, а именно: условия залегания, свойства пласта, объемы запасов углеводородов, система разработки, технологии интенсификации добычи, рентабельность, «углеродный след».

Эти неопределенности в той или иной степени относятся и к традиционным запасам, но в случае ТриЗ они являются наиболее выраженными.

В научных трудах Л.Н. Назаровой подробно описано, какие запасы могут быть отнесены к категории трудноизвлекаемых, а также приведена их классификация [5].

К трудноизвлекаемым запасам относятся запасы, залегающие в сложно-построенных залежах, с ухудшенными ФЕС, добыча которых предусматривает большие технологические трудности и высокие экономические затраты.

Классификация трудноизвлекаемых запасов включает запасы: в обводненных пластах (остаточная нефть); в низкопроницаемом коллекторе; в карбонатном трещинно-поровом коллекторе, а также: высоковязкие нефти; глубокозалегающие пласты; подгазовые зоны и тонкие нефтяные оторочки.

Таким образом, запасы нефти карбонатных коллекторов тоже относятся к категории трудноизвлекаемых. Карбонатные коллекторы характеризуются низкими коллекторскими свойствами, чаще всего это плотные известняки и доломиты с низкими пористостью и проницаемостью. Изучению особенностей строения карбонатных коллекторов и их влияние на эффективность разработки залежей нефти посвящены научные труды В.Д. Викторина, Н.А. Лыкова, Л.Н. Назаровой, Р.Г. Галева, Р.Х. Муслимова, Р.Г. Абдулмазитова, Э.И. Сулейманова, И.П. Чоловского, М.М. Ивановой, Ю.И. Брагина, Е.С. Ромма, В.Н. Майдебора А.В. Насыбуллина, Р.Х. Низаева, Р.Г. Рамазанова, Е.М. Смехова, Т.В. Дорофеева.

Карбонатный коллектор характеризуется более сложными фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС), высокой изменчивостью литологического состава и петрофизических свойств горных пород, чем терригенный коллектор. Карбонатный коллектор часто характеризуется тектоническими нарушениями, образованием на контакте нефть-вода высоковязкой нефти или битума, отсутствием или нарушением сообщаемости между нефтенасыщенной и водонасыщенной частями пласта. Карбонатный коллектор, как правило, преимущественно гидрофобный. Для карбонатных пород нижняя граница коллектор-неколлектор имеет значительно меньшее значение, чем для терригенных коллекторов. Эти особенности определяют менее надежное определение геолого-физических параметров коллектора, меньшую точность подсчета запасов и расчета технологических показателей разработки. Отсутствие необходимой исходной информации для характеристики вертикальной и зональной неоднородности карбонатного коллектора часто приводит к ошибкам при подсчете запасов и при выборе метода извлечения нефти.

Разработка карбонатных коллекторов характеризуется следующими особенностями: сложность в определении фильтрационно-емкостных свойств, положения водо-нефтяного контакта, степени выработки запасов, выделении объектов эксплуатации, сложное геологическое строение.

Одной из проблем, связанных с разработкой карбонатных коллекторов является определение структуры запасов и несоответствие применяемых систем разработки горно-геологическим условиям, связанных с учетом наличия трещин, каверн и повышенной геологической неоднородности, при этом часто отказываются от применения равномерных систем размещения скважин. В карбонатных коллекторах возможно получение притоков нефти из пород с пористостью 3 -6 % [5].

Залежи карбонатных коллекторов условно делятся на три группы: с поровым, трещинновато-кавернозно-поровым и трещинновато-кавернозным типом коллекторов.

Залежи первого типа характеризуются разобщенностью с водонапорной системой, поэтому на них применяется внутриконтурное блоковое заводнение, бурение скважин производится по уплотненной сетке (<15 га/скв). Темп отбора нефти от начальных извлекаемых запасов составляет от 4 до 8%. На залежах второй группы применяется приконтурная система заводнения, бурение производят с более редкой сеткой скважин (15 – 15 га/скв). Темп отбора от начальных извлекаемых запасов составляет 5 – 10%. Залежи третьей группы характеризуются большим объемом нефтеносности, подвижностью, высоким пластовым давлением. На них применяется естественный упруговодонапорный режим или приконтурное заводнение. Бурение производят по еще более редкой сетке (>20 га/скв). Темп отбора от начальных извлекаемых запасов составляет 7 – 12%.

По итогам проведенного анализа литературы, опубликованных работ, лабораторных исследований, можно сделать вывод о том, что низкий темп освоения карбонатных коллекторов связан со сложным геологическим строением, разработкой с помощью методов, которые применяются на терригенных коллекторах, не учитывающих особенности строения, характерные для этих сложнопостроенных коллекторов, в следствие чего получают низкий коэффициент извлечения.

На сегодняшний день выполнено огромное множество научных работ, диссертационных исследований по разработке карбонатных коллекторов, которые слабо применяются на практике. Возможно, это связано с большим разнообразием геологических условий залегания карбонатных отложений, что не дает выбрать оптимальные технологии разработки. Необходимо создание новых и адаптация известных технологий разработки, учитывающих особенности карбонатных коллекторов для обеспечения наиболее эффективных показателей разработки.

### Список использованной литературы

1. Розман М.С., Смоляк С.А., Закиров Э.С., Индрупский И.М., Закиров С.Н. О технико-экономическом обосновании добычи ТрИЗ: как не наступить на старые грабли. <https://magazine.nftegaz.ru>.
2. Стрижнев К. «Газпром нефть» развивает технологии повышения нефтеотдачи на баженовской свите // *ROGTEC*. 22 января 2020.
3. Минич А.А. и др. Технологии как ключ к освоению запасов ачимовской толщи // *Нефтяное хозяйство*. 2018. № 12. С. 30–33.
4. Хисамов Р.С. и др. Результаты опытно-промышленных работ по изучению и освоению залежей нефти доманиковых отложений // *Нефтяное хозяйство*. 2019. № 7. С. 6–10.
5. Назарова Л.Н. Разработка нефтегазовых месторождений с трудноизвлекаемыми запасами. Учебное пособие для вузов. – М.: РГУ нефти и газа имени И.М.Губкина, 2011. – 156 с.

### ANALYSIS OF THE STUDY OF THE FEATURES OF THE DEVELOPMENT OF CARBONATE RESERVOIRS AS HARD TO RECOVER OIL RESERVES

V. A. Sosnitskaya, <sup>1</sup>postgraduate, <sup>2</sup>engineer  
<sup>1</sup>Almetyevsk State Oil Institute,  
<sup>2</sup>Modelling centre, PJSC «Tatneft»  
Email: valeriyasosnitskaya@yandex.ru

**Abstract.** The paper presents a review of scientific and technical literature on the degree of study of the features of the development of carbonate reservoirs as hard-to-recover oil reserves, the prospects for their production.

**Keywords:** hard-to-recover oil reserves, reserves estimation, carbonate reservoirs, tight reservoir.

### References

1. Rozman M.S., Smolyak S.A., Zakirov E.S., Indrupsky I.M., Zakirov S.N. On the feasibility study of TrIZ mining: how not to step on the old rake. <https://magazine.neftgaz.ru>
2. Strizhnev K. Gazprom Neft develops technologies for enhanced oil recovery at the Bazhenov formation // ROGTEC. January 22, 2020
3. Minich A.A. et al. Technologies as a key to the development of reserves of the Achimov strata // Oil economy. 2018. № 12. pp. 30-33
4. Hisamov R.S. et al. The results of experimental and industrial work on the study and development of oil deposits of domanic deposits // Oil economy. 2019. № 7. pp. 6-10.
5. Nazarova L.N. Development of oil and gas fields with hard-to-recover reserves. Textbook for universities. – M.: Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 2011. – 156 p.

УДК 622.276

## **ЭФФЕКТИВНОСТЬ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ГКО ПРИ ОБРАБОТКАХ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ СКВАЖИН В КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ**

*К. А. Цветикова*, студент 3 курса, Институт нефти и газа им. М.С. Гуцериева  
УдГУ, Email: tksu2412@mail.ru

*С. Ю. Борхович*, к.т.н., доцент кафедры РЭНГМ, Институт нефти и газа им.  
М.С. Гуцериева, Email: syborhovich@yandex.ru

**Аннотация.** На сегодняшний день повышение нефтеотдачи неоднородных залежей за счет вовлечения в разработку низко-проницаемых пластов является актуальной задачей, так как наиболее крупные месторождения по Удмуртии вступают в позднюю стадию эксплуатации, а доля трудно-извлекаемых запасов нефти неуклонно возрастает. Одним из методов повышения нефтеотдачи в неоднородных низко-проницаемых пластах, который применяется отечественными и зарубежными специалистами, являются кислотные обработки. Существует более ста используемых технологий кислотных обработок, наибольшее применение из них нашли кислотные обработки с прямыми и обратными эмульсиями. Эффективность технологий кислотных обработок заключается в заполнении водопроводящих каналов осадкообразующими веществами, что в последствии создаст условия перевести воздействие кислотных обработок на малопроницаемые пласты. Геологическое строение Удмуртии позволяет применять кислотные обработки с эмульсиями, которые способствуют увеличить выработку нефти.

**Ключевые слова:** потоко-отклоняющие технологии (ПОТ), неоднородность пластов, высокая расчлененность, прямые эмульсии (ПЭ), обратные эмульсии (ОЭ), осадкообразующие вещества, высокопроницаемые участки.

Проблема в разработке нефтяных месторождений Удмуртии считается ее неоднородность и высокая расчлененность, что не позволяет во влечь в разработку полностью весь пласт. Проведение традиционно соляно-кислотных обработок для интенсификации притока жидкости не решает поставленную задачу в следствии того, что по-прежнему в работу вовлекаются высокопроницаемые участки залежи и для стимуляции таких пластов в последнее время находит применение потоко-отклоняющие технологии с прямой и обратной эмульсией.

Потоко-отклоняющие технологии основаны на закачивании составов за счет создания фильтрационного сопротивления продвижению кислотного состава в высокопроницаемой части коллектора.

В качестве отклонителей используются неньютоновские жидкости (прямые эмульсии) такие как водные растворы полимеров, эмульсии или загеленные углеводороды (вязкие нефти) [1]. Гелевые отклонители используются благодаря своим высоким вязкостным или вязкоупругим свойствам. Данные составы способны замедлить скорость проникновения жидкости в существующие трещины так, чтобы у кислоты после отклонения было больше шансов пойти в породу, в которой не образовались трещины. Использование неньютоновской вязкой жидкости также способствует увеличению скорости движения кислотного состава в низкопроницаемом участке при невысоких темпах его закачки [2]. В качестве вязких гелей используются растворы полимеров или вязкоупругие системы на основе ПАВ [3]. Линейные полимерные системы используются для того, чтобы заблокировать проницаемые зоны, с достижением прочности и необходимой изоляции между интервалами. В последние годы для более равномерного распределения нагнетаемых жидкостей, используются сшитые полимерные составы (СПС), которые перенаправляют поток из одной стороны в другую. Учитывая, что применение полимерных систем минимально приемлемо для отклонения кислотных составов в добывающих скважинах. По причинам медленного разрушения полимеров в пластовых условиях; высокого фактора остаточного сопротивления (снижение проницаемости) в нефтенасыщенных средах; негативного влияния на работу глубинно-насосного оборудования.

Полимеры довольно широко применяются в качестве изолирующих материалов при обработке ПЗП, в том числе с применением двухпакерных компоновок и колтюбинга для увеличения избирательности. Анализ реальных изолирующих жидкостей показывает свободный характер стремительного преодоления кислотными составами пенных барьеров, а также ряда полимерных составов. Однако данный метод зачастую не применим по причине сложности герметизации мест установки данного оборудования.

Среди большого числа отклонителей кислот на месторождениях Удмуртии нашли наибольшее применение на углеводородной основе: обратные эмульсии (ОЭ), нефтекислотные эмульсии (НКЭ) и нефть. Их основными преимуществами являются доступность, простота и эксплуатационная технология, а также сходство с пластовыми флюидами и отсутствие нерастворимых кольматантов в результате применения (в сравнении с разнообразными полимерами).

Существенным фактором является полнота извлечения отклоняющих составов при освоении скважины после обработки призабойной зоны (ОПЗ). Следует учитывать, что полимерные отклонители оставляют осадки после разрушения, потенциально негативно влияя на стимуляцию, загрязняя матрицу или поверхность трещин, особенно если их объем подобран неправильно.



На основе нескольких лабораторных исследований и постепенной наработки опыта применения отклонителей кислот разработана технология гипано-кислотных обработок (ГКО). С проведением ГКО получилось достичь повышения эффективности ОПЗ за счет более качественной проработки проекта ОПЗ и применения отклонителей кислотных составов. Основной принцип принятия решений по блоку – разделение обрабатываемых интервалов на группы с высокими, средними и низкими фильтрационно-емкостными свойствами с последующим подбором для каждой группы соответствующего набора отклоняющих или кислотных составов для максимального охвата всех интервалов обработкой.

В результате при ОПЗ с отклонителями закачка состоит их двух частей: вначале закачивается отклонитель, который проникает в высокопроницаемые интервалы, далее производится закачка кислотного состава в менее проницаемые интервалы.

В качестве отклонителя используют раствор хлорида кальция и полимер (гидролизованый полиакрилонитрил), их взаимодействие образует осадок, имея малую вязкость (за счет хлорида кальция) полностью заполняет высокопроницаемую пропластки и трещины, создавая условия для проведения соляно-кислотной обработки в малопроницаемых каналах. Необходимо так же учитывать приемистость перед обработкой для определения объема и концентрации применяемых реагентов. По результатам исследования технологию применяли на карбонатных коллекторах, она показала хорошие показатели планового дебита, в результате чего было рекомендовано использовать комплексные технологии воздействия с применением отклонителей и замедлителей кислоты [5,6].

Таким образом применение отклонителей и замедлителей кислоты позволяют:

- Вовечь в активную разработку низко-проницаемые пласты
- Увеличить эффективность обработки призабойной зоны в скважинах с высокой выработкой
- Уменьшить обводненность

С учетом неоднородности и расчлененности месторождений Удмуртии возможно использование гипано-кислотных обработок.

### Список использованной литературы

- 1 Андреев В.Е., Котенев Ю.А., Нугайбеков А.Г., Нафиков А.З., Блинов С.А. Повышение эффективности выработки трудноизвлекаемых запасов нефти карбонатных коллекторов. Уч.пособие, Уфа, изд.: УГНТУ, 1997, 137с.
- 2 Глушенко В.Н., Силин М.А. Нефтепромысловая химия. Том IV. Кислотная обработка скважин. Москва. Интерконтакт Наука. 2010. – 703с

3 Наср-Эль-Дин Х.А., Тейлор К.С. и Аль-Хаджи Х.Х. Распространение шихующих агентов, используемых в загущенных на месте кислотках в карбонатных коллекторах // SPE 75257, 2002, 13-17, 04.

4 Научный журнал «Фундаментальные исследования» статья «Потокоотклоняющие технологии как метод увеличения нефтеотдачи в России и за рубежом», Эпов И.Н., Зотова О.П. ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», 2016. – № 12 (часть 4) – С. 806-810.

5 Автореферат Карпов А. А., «Повышение эффективности кислотных обработок высокообводненных скважин в трещиновато-поровых карбонатных коллекторах», Уфа, 2005 г.

6 Журнал «Вестник Академии наук Республики Башкортостан» статья «Технологии воздействия на карбонатный коллектор с целью ограничения водопритока и интенсификации добычи нефти», Г. С. Дубинский, 2020 г.

## EFFICIENCY OF THE USE OF GKO IN THE TREATMENT OF THE BOTTOMHOLE ZONE OF WELLS IN CARBONATE RESERVOIRS

*K. A. Tsvetkova*, 3rd year student, Institute of Oil and Gas. M.S. Gutseriev UdsU,  
Email:tsksu2412@mail.ru

*S. Yu. Borkhovich*, Candidate of Technical Sciences, Associate Professor of the Department of RENGM, Institute of Oil and Gas named after M.S. Gutseriev,  
Email:syborhovich@yandex.ru

**Abstract.** To date, increasing the oil recovery of heterogeneous deposits due to the involvement of low-permeability reservoirs in the development is an urgent task, since the largest fields in Udmurtia are entering the late stage of operation, and the share of hard-to-recover oil reserves is steadily increasing. One of the methods for enhanced oil recovery in heterogeneous low-permeability reservoirs, which is used by domestic and foreign specialists, is acid treatments. There are more than a hundred acidizing technologies in use, with direct and reverse emulsion acidizing being the most widely used. The effectiveness of acid treatment technologies lies in filling water-conducting channels with sediment-forming substances, which subsequently will create conditions for transferring the impact of acid treatments to low-permeability formations. The geological structure of Udmurtia allows the use of acid treatments with emulsions, which will help increase oil production.

**Keywords:** flow-diverting technologies (FDT), reservoir heterogeneity, high compartmentalization, direct emulsions (PE), inverse emulsions (OE), sediment-forming substances, high-permeability areas.

## References

- 1 Andreev V.E., Kotenev Yu.A., Nugaybekov A.G., Nafikov A.Z., Blinov S.A. Improving the efficiency of production of hard-to-recover oil reserves of carbonate reservoirs. Textbook, Ufa, ed.: USPTU, 1997, 137s.
- 2 Glushchenko V.N., Silin M.A. Oilfield chemistry. Volume IV. Acid treatment of wells. Moscow. Intercontact Science. 2010. – 703c
- 3 Nasr-El-Din H.A., Taylor K.S. and Al-Hajji H.H. Distribution of drying agents used in in situ thickened acids in carbonate reservoirs // SPE 75257, 2002, 13-17, 04.
- 4 Scientific Journal "Fundamental Research" article "Flow-closing technologies as a method of increasing oil recovery in Russia and abroad", Eпов I.N., Zotova O.P. Tyumen Industrial University, 2016. – No. 12 (Part 4) – pp. 806-810.
- 5 Abstract Karpov A. A., "Improving the efficiency of acid treatment of highly watered wells in fractured-pore carbonate reservoirs", Ufa, 2005
- 6 Journal "Bulletin of the Academy of Sciences of the Republic of Bashkortostan" article "Technologies of impact on the carbonate reservoir in order to limit water inflow and intensify oil production", G. S. Dubinsky, 2020

УДК 533.539

## MATHEMATICAL MODELING OF OIL AND GAS PRODUCTION BASED ON THE CONSTRUCTION OF SELF-SIMILAR TRAVELING WAVE SOLUTIONS FOR TWO-COMPONENT FILTRATION EQUATIONS

*V. L. Litvinov*, Ph.D., Professor, Head of the Department,  
Samara State Technical University

*K. V. Litvinova*, 3rd year student, Faculty of Geology,  
Moscow State University named after M.V. Lomonosov  
Email: vladlitvinov@rambler.ru

**Abstract.** The work is devoted to the construction of self-similar solutions of the "travelling wave" type of the equations of two-component filtration of solutions, accompanied by phase transitions. A model is considered that is widely used to solve the problems of predicting the development of oil and gas reservoirs. Within this model, two-component isothermal filtration is described by a system of non-linear partial differential equations, the solutions of which are characterized by the presence of discontinuities in component concentrations. It is assumed that the pressure is continuous, because filtration rates are small enough and the pressure has time to be established. If no particular assumptions are made about the properties of fluids (Amago's law, incompressibility of fluids, etc.), then in this general case the nonlinear equations of two-component filtration cannot be reduced to hyperbolic, parabolic, and elliptic ones. The study of multicomponent filtration, accompanied by phase transitions, in the general formulation is possible only with the involvement of mathematical modeling methods.

**Keywords:** self-similar solutions, two-component isothermal filtration, phase transitions, development of oil and gas reservoirs.

A model of two-component filtration with phase transitions is considered, which is widely used to solve problems of predicting the development of oil and gas reservoirs [1] - [25]. It is assumed that the filtration rates are low, and the mass transfer occurs quite intensively, so that phase equilibrium has time to be established in each elementary volume. Depending on the temperature and pressure conditions, a two-component mixture can be either in a single-phase state or in a two-phase state. In the second case, we will conditionally consider the denser phase to be liquid and mark the quantities corresponding to it with the index  $L$ , and the less dense phase, the gas phase and mark it with the index  $G$ .

The total filtration rate  $W$  is determined from the generalized Darcy law:

$$W = -K \left( \frac{k_L}{\eta_L} + \frac{k_G}{\eta_G} \right) \frac{\partial p}{\partial x}, \quad (1)$$

where  $K$  is the absolute permeability of the reservoir,  $k_L, k_G$  are the relative permeabilities of the liquid and gas phases,  $\eta_L, \eta_G$  are the viscosities of the phases. The molar concentration of the lighter component will be denoted by  $c$ , then the concentration of the second component is  $1-c$ , respectively. The volumetric saturation of the gas phase will be denoted by  $s$ , then the saturation of the liquid phase is  $1-s$ . The equations of isothermal two-component filtration have the form

$$\begin{cases} m \frac{\partial n}{\partial t} + \frac{\partial Q}{\partial x} = 0, \\ m \frac{\partial(nc)}{\partial t} + \frac{\partial(\chi Q)}{\partial x} = 0, \\ Q = -D \frac{\partial p}{\partial x}. \end{cases} \quad (2)$$

The system of equations (2) has a self-similar solution of the "travelling wave" type, when all variables depend on  $t$  and  $x$  in combination  $\xi = x - Ut$ , where  $U = \text{Const}$ . For concentration discontinuities,  $U$  is the jump velocity.

Partial derivatives are expressed as follows:

$$\frac{\partial}{\partial x} = \frac{d}{d\xi}, \quad \frac{\partial}{\partial t} = -U \frac{d}{d\xi}.$$

In self-similar variables, the system of equations (2) takes the form

$$\begin{cases} -mU \frac{dn}{d\xi} + \frac{dQ}{d\xi} = 0, \\ -mU \frac{d(nc)}{d\xi} + \frac{d(\chi Q)}{d\xi} = 0, \\ Q = -D \frac{dp}{d\xi}. \end{cases} \quad (3)$$

Integrating the first two equations over  $\xi$  gives

$$\begin{cases} -mnU + Q = A = \text{Const}, \\ -mncU + \chi Q = A' = \text{Const}, \\ Q = -D \frac{dp}{d\xi}. \end{cases} \quad (4)$$

Case  $A \neq 0$ ,  $c = c_0$  (in single-phase area).

Let us show that this case gives a solution of the "traveling wave" type, containing a jump that transforms the mixture from a single-phase state into a two-phase one. We introduce a renaming  $A = -mUN$ , where  $N = \text{Const}$ . From (4) we get

$$\begin{cases} Q = mU(n - N), \\ n \frac{\chi - c}{\chi - c_0} = N. \end{cases} \quad (5)$$

From the first relation, after substituting the expression for  $Q$ , an ordinary differential equation for pressure is obtained.

The second relation in the region of a single-phase flow ( $\chi = c = c_0$ ) is fulfilled identically, and in the region of a two-phase flow it relates the concentration  $c$  and the pressure  $p$

$$\begin{cases} \frac{dp}{d\xi} = mU \frac{N - n}{D}, \\ n \frac{\chi - c}{\chi - c_0} = N. \end{cases} \quad (6)$$

The system of equations (6) is used to construct self-similar solutions containing a concentration jump, which leads to a change in the number of phases, i.e. on one side of the shock, the solution is in a single-phase state, and on the other, in a two-phase state. Knowing the concentration and pressure at some point in the two-phase region, we can determine the constant  $N$ . So, for example, let the jump occur at pressure  $p^*$ ;  $c^+$  – concentration before the jump,  $c^-$  – concentration behind the gap. Let the solution be in a single-phase state in front of the shock, and in a two-phase state behind the discontinuity, then the constant  $N$  is

$$N = n^- \frac{\chi^- - c^-}{\chi^- - c^+},$$

where  $n^- = n(p^*, c^-)$ ,  $\chi^- = \chi(p^*, c^-)$ .

Nonlinear equations of two-component filtration demonstrate the properties of hyperbolic, parabolic and elliptic types of equations. The solutions of the system of equations describing filtration are characterized by the presence of strong and weak concentration discontinuities propagating at a finite speed. The task becomes more complicated if phase transitions are present. Unpredictable changes in composition and phase saturation are one of the problems in the development of "carbonated" oil and gas condensate deposits. Self-similar solutions are of great interest both for testing numerical algorithms [2] and for studying complex filtration flows. In underground hydrodynamics, self-similar solutions of filtration equations obtained for incompressible

phases without phase transitions are well known. Such solutions are used to study the processes of oil displacement by water or compressed gas. However, phase compressibility often plays a significant role. In this work, no particular assumptions about the properties of fluids are made, i.e. fluids can be either compressible or incompressible, and phase transitions occur in the system.

## References

1. Koldoba A.V., Poveshchenko Yu.A., Samarskaya E.A., Tishkin V.F. Methods of mathematical modeling of the environment. - M : "Nauka", 2000, p.254.
2. Koldoba E.V. Self-similar solutions of two-component filtering with phase transitions. Tez. report scientific conf. "Lomonosov Readings", Moscow State University, 2005, p. 118.
3. Koldoba A.V., Koldoba E.V. Discontinuous Solutions of Multicomponent Filtration, Preprint N85 IPM RAS, 1999, p.20.
4. Koldoba A.V., Koldoba E.V. The Discontinuous Solutions of the Transport Equations for Compositional Flow in Porous Media. — Transport in Porous Media, vol.52, no.2, August 2003, p. 267-277.
5. Koldoba A.V., Koldoba E.V. Model equation of state and Gibbs potential for numerical calculation of problems of multicomponent filtration with phase transitions. - Geochemistry, N5, 2004, p. 573-576.
6. Koldoba A.V., Koldoba E.V. "Entropy" condition for problems of isothermal multicomponent filtration with phase transitions. Tez. report IX All-Russian conference on the problems of constructing grids for solving problems of mathematical physics, dedicated to the memory of Academician A.F. Sidorov, 2002, p. 33.
7. Koldoba A. V., Koldoba E. V. The Free Energy Condition for Compositional Flow in Porous Media.— International conference New Trends in Continuum mechanics. Constatza, Euminia, p.116.
8. Koldoba A.V., Koldoba E.V. Free energy balance equation for multicomponent multiphase filtration and its application. Tez. report scientific conf, "Lomonosov Readings", Moscow State University, 2003, p. 78.
9. Koldoba A.V., Koldoba E.V. Propagation of weak discontinuities in concentration during filtration of a multicomponent mixture, - Tez. report XI school - seminar "Modern problems of aerohydrodynamics", Sochi, "Petrel", Moscow State University, 2003, p.93.
10. Koldoba A.V., Koldoba E.V. On thermodynamic matching of multicomponent filtration models with phase transitions. Tez. report XII school - seminar "Modern problems of aerohydrodynamics", Sochi, "Petrel", Moscow State University, 2004, p.97.
11. Koldoba A.V., Koldoba E.V. Self-similar solutions of the traveling wave type for two-component filtering with phase transitions, - Tez, dokl. XII school - seminar "Modern problems of aerohydrodynamics", Sochi, "Petrel", Moscow State University, 2005, p.54.
12. Courant R. Equations with partial derivatives. — M: Mir, 1964, 830 p.
13. Landau L.D., Lifshits E.M. Hydrodynamics, volume 6, - M: Nauka, 1986, p. 736.

14. Litvinov V. L. "Finding a particular class of solutions of the equations of state for hydrocarbon solutions", *Scientific Search*, 2018, no. 4, pp. 56–59.
15. Litvinov V. L., Rakhmaev R. I. "Solution of the equations of state for hydrocarbon solutions", *Youth science: challenges and prospects. Proceedings of the I All-Russian Scientific and Practical Conference.*, ed. Rep. ed. O.V. Karsuntseva, Samara, 2018, pp. 45–48.
16. Litvinov V. L., Rakhmaev R. I. "Pseudo-component method (lumping) in modeling the component-fractional composition of fluid in the process of oil and gas production", *Youth science: challenges and prospects: [Electronic resource]: Materials of the II All-Russian scientific -practical conference / Ed. editor O.V. Karsuntseva-Samara: Samar. state tech. un-t, 2019. - 1 electronic opt. disc (CD-R).*, 2019, P.167–171.
17. Litvinov V. L., Rakhmaev R. I. "Pseudo-component method (lumping) in modeling the component-fractional composition of fluid in the process of oil and gas production", *Youth science: challenges and prospects: [Electronic resource]: Materials of the II All-Russian Scientific -practical conference / Ed. editor O.V. Karsuntseva-Samara: Samar. state tech. un-t, 2019. - 1 electronic opt. disc (CD-R).*, 2019, P.167–171.
18. Litvinov V. L. "Modeling the component-fractional composition of the fluid in the process of oil and gas production", *Scientific Search*, 2019, no. 33(3), pp. 68–71.
19. V. L. Litvinov and I. L. Tarshitseyskii, *Acoust.* "Modeling the filtration of multicomponent hydrocarbon solutions", *Youth science: challenges and prospects: [Electronic resource]: Materials of the III All-Russian scientific and practical conference / Ed. editor O.V. Karsuntseva-Samara: Samar. state tech. un-t, 2020. - 1 electronic opt. disc (CD-R).*, 2020, P.173–179.
20. V. L. Litvinov, "On one method for modeling the component-fractional composition of fluid in the process of oil and gas production", *Journal of Multiphase Systems*. 2020, No. 1-2. pp. 58–59.
21. V. L. Litvinov and I. L. Tarshitseyskii, *Acoust.* "Modeling the filtration of multicomponent hydrocarbon solutions", *Natural and technical sciences: abstracts of reports of the XLVIth Samara region. stud. scientific conf. Samara, November 10-20, 2020. Part I / rev. ed. A.F. Krutov. - Samara, 2020. - P.141-142.*
22. Litvinov V. L. "Modeling of filtration of multicomponent hydrocarbon solutions in the process of oil and gas production", *Proceedings of the 63rd All-Russian Scientific Conference of the Moscow Institute of Physics and Technology. November 23–29, 2020. Applied Mathematics and Informatics (Moscow: MIPT), 2020, pp.182-183.*
23. Litvinov V.L., Litvinova K.V. "Construction of self-similar solutions of two-component filtration equations in oil and gas production modeling", *Geometric methods in control theory and mathematical physics. III International Scientific Conference (Ryazan, April 26–30, 2021).* pp.61–62.
24. Litvinov V. L. "Modeling the filtration of multicomponent hydrocarbon solutions in the process of oil and gas production", *Actual problems of applied mathematics, informatics and mechanics: Proceedings of the International Scientific Conference, Voronezh, December 7-9, 2020 - Voronezh, 2021.* pp. 982–983.
25. Brusilovsky A.I. *Phase transformations in the development of oil and gas fields - "Grafil"*, 2002.



Научное издание

**СБОРНИК ТЕЗИСОВ  
XIII МЕЖДУНАРОДНОЙ НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКОЙ  
КОНФЕРЕНЦИИ**

21 апреля 2023 г.

Сборник тезисов конференции

Совет молодых специалистов  
АО «БЕЛКАМНЕФТЬ» им. А. А. Волкова  
Институт нефти и газа им. М.С. Гучериева ФГБОУ ВО «УдГУ»  
UdSU SPE STUDENT CHAPTER

Авторская редакция  
Отпечатано с оригинал-макета заказчика

Подписано в печать 02.11.2023. Формат 60×84 <sup>1</sup>/<sub>16</sub>.  
Усл. печ. л. 21,16. Уч.-изд. л. 23,81. Заказ № 23-48.

АНО «Ижевский институт компьютерных исследований»,  
426053, г. Ижевск, ул. Ворошилова, д. 123.  
<http://shop.rcd.ru> E-mail: [mail@rcd.ru](mailto:mail@rcd.ru) Тел./факс: +7 (3412) 50-02-95

Отпечатано в цифровой типографии  
АНО «Ижевский институт компьютерных исследований»



ISBN 978-5-4344-1009-0



9 785434 410090

