

МИНОБРНАУКИ РОССИИ
Федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего образования
«Ухтинский государственный технический университет»
(УГТУ)



*Памяти первого Главы
Республики Коми*

Юрия Алексеевича Спиридонова

посвящается

**Проблемы геологии, разработки и
эксплуатации месторождений, транспорта и переработки
трудноизвлекаемых тяжёлых нефтей**

Материалы всероссийской научно-технической конференции
(с международным участием)

(8-10 декабря 2021 года)

Ухта
УГТУ
2022

НАУЧНОЕ ИЗДАНИЕ

Проблемы геологии, разработки и эксплуатации месторождений, транспорта и переработки трудноизвлекаемых тяжёлых нефтей

МАТЕРИАЛЫ ВСЕРОССИЙСКОЙ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОЙ КОНФЕРЕНЦИИ
(С МЕЖДУНАРОДНЫМ УЧАСТИЕМ)
(8-10 декабря 2021 года)

УДК 622.276(061.3)

ББК 33.361

К 65

К 65 **Проблемы геологии, разработки и эксплуатации месторождений, транспорта и переработки трудноизвлекаемых тяжёлых нефтей:** материалы конференции (8-10 декабря 2021 года) / под редакцией Р. В. Агинеи. – Ухта : УГТУ, 2022. – 262 с. : ил. – Текст : электронный.

ISBN 978-5-6045345-9-5

В Ухтинском государственном техническом университете ведётся многолетняя научно-исследовательская работа, посвящённая месторождениям высоковязких нефтей, и ежегодная конференция является постоянным источником наращивания усилий в этом направлении.

Актуальность конференции для Республики Коми определяется тем обстоятельством, что в экономике региона трудноизвлекаемые запасы углеводородов – прежде всего высоковязкой нефти – играют особую роль. Проблемы их освоения, соответствующая программа подготовки кадров являются своеобразным фокусом деятельности Ухтинского университета, в то же время это задача государственного масштаба, и для её решения необходима кооперация усилий множества образовательных, научных и производственных организаций России и мира.

УДК 622.276 (061.3)

ББК 33.361

Редакционная коллегия: д-р техн. наук, профессор Р. В. Агинеи (гл. редактор); канд. экон. наук. Лепке Г. Н. (зам. гл. редактора); канд. геол.-минерал. наук В. Б. Ростовщиков; канд. техн. наук, доцент В. В. Дуркин; д-р физ.-мат. наук, профессор В. О. Некучаев; канд. техн. наук Е. В. Исупова; канд. техн. наук Д. А. Борейко; д-р техн. наук, профессор И. Ю. Быков; начальник международного отдела А. В. Рочева; специалист по работе со студентами ВО и СПО, сотрудничество со странами Дальнего зарубежья В. Н. Панкратова; канд. эконом. наук, доцент Т. С. Крестовских; доктор филос. наук Н. С. Пичко; доктор экон. наук, профессор Л. П. Полякова (члены прогр. комитета); канд. техн. наук И. Д. Киборт (научный секретарь); А. М. Набиева, Н. В. Кепич (секретари).

Материалы, помещённые в настоящий сборник, даны в авторской редакции с минимальными правками.

Техническое редактирование и компьютерная вёрстка: А. М. Набиева

© Ухтинский государственный технический университет, 2022

ISBN 978-5-6045345-9-5

План 2021 г., позиция 004(н).

Компьютерный набор. Гарнитура Times New Roman. Формат 60×84 1/16.

Уч.-изд. л.13,79. Заказ № 366.

Ухтинский государственный технический университет.
169300, Республика Коми, г. Ухта, ул. Первомайская, д. 13.

СОДЕРЖАНИЕ

ПЛЕНАРНЫЕ ДОКЛАДЫ	7
Декарбонизация экономики как перспектива снижения техногенного воздействия производства на окружающую среду <i>Ратиер Н.И.</i>	7
Прогноз, поиски и разведка трудноизвлекаемых запасов нефти на Европейском Севере <i>Ростовщиков В.Б., Сбитнева Я.С., Колоколова И.В.</i>	11
СЕКЦИЯ 1. ГЕОЛОГИЯ, ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ДОБЫЧИ ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ И БИТУМОВ	18
Нефтегазовый потенциал трудноизвлекаемых ресурсов и перспективы его освоения на Среднепечорском поперечном поднятии <i>Ростовщиков В.Б., Ахметжанова З.М.</i>	18
Прогнозирование ловушек нефти и газа на основе комплексного анализа материалов космогеологических и геолого-геофизических исследований по территории Айбугирского и Шорджинского поднятий южного Устюрта <i>Мухутдинов Н.У., Бикеева Л.Р., Адылов Д.М., Юлдашева М.Г., Акрамова Н.М., Умаров Ш.А.</i>	22
Так ли тяжелы нефти нижнепермско-каменноугольных рифов Тимано-Печорской и Волго-Уральской провинций <i>Богданов Б.П., Матвеева С.Ю., Сенина О.А., Заборовская В.В.</i>	28
Экологически безопасная технология повышения эффективности добычи высоковязкой нефти для объектов с опережающим обводнением <i>Бязров Р.Р., Подопригора Д.Г.</i>	34
Снижение упругой энергии в сейсмоопасных сегментах глубинных разломов волновыми гидравлическими воздействиями через наклонно-направленные скважины <i>Вахромеев А.Г., Ружич В.В., Акчурин Р.Х., Буглов Н.А., Ташкевич И.Д., Сверкунов С.А., Близнюков В.Ю., Пуляевский М.С.</i>	37
Комплексный подход к решению геологических задач в сложных тектонических зонах Предуральяского прогиба <i>Вельтистова О.М., Мотрюк Е.Н.</i>	40
Комплексный подход к сохранению коллекторских свойств пласта <i>Дуркин В.В., Логачев Ю.Л.</i>	44
Становление и развитие технологий разработки залежей сверхвязкой нефти и природных битумов путем гравитационного дренирования <i>Жангабылов Р.А., Лепке Г.Н.</i>	48
Моделирование взаимодействия кислот с породами пласта <i>Засовская М.А., Яшин Л.В.</i>	52
Эксплуатация осложненного механизированного фонда скважин Лыаельской площади Ярегского месторождения ТПП «ЛУКОЙЛ-Ухтанефтегаз» методом SAGD <i>Иванов А.О.</i>	54
Опыт применения технологии выравнивания профиля приемистости при пароциклических обработках скважин с применением модифицированного осадкообразующего состава «ООС-ПермНИПИнефть» <i>Климов Н.А., Попов С.Г., Пермьяков А.Ю., Лебедев К.П., Хайбуллин Р.Г., Якимова Т.С., Кашин М.И., Гаршина О.В.</i>	60
Анализ изменения коэффициентов фильтрационных сопротивлений при обводнении скважин <i>Контарев А.А., Rogov E.A.</i>	64

Некоторые проблемы разработки месторождений высоковязкой нефти <i>Лагода И.В., Лагода С.И., Лагода П.С.</i>	66
Ресурсный потенциал залежей тяжелых нефтей на Европейском Севере <i>Маракова И.А., Нуртазаева М.</i>	68
Анализ размещения нетрадиционных нефтей в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции <i>Маракова И.А.</i>	72
Разработка математической модели гидродинамических давлений при эксплуатации скважин газлифтным способом <i>Мустафаев А.Г., Насиров Ч.Р.</i>	75
Повышение эффективности разработки объекта P _{1ar} Пашнинского месторождения (Республика Коми) за счет внедрения комплексного подхода по использованию геомеханических параметров при планировании ГРП <i>Новокрещенных Д.В.</i>	79
Анализ условий формирования нефтяных месторождений Ухта-Ижемского вала Тимано-Печорской провинции <i>Овчарова Т.А.</i>	85
Ретроспектива развития разработки залежи сверхвязкой нефти Усинского месторождения <i>Пастухов И.А.</i>	87
Вовлечение в добычу трудноизвлекаемых нефти из низкопроницаемых карбонатных коллекторов преображенского горизонта Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения – какая технология эффективней? <i>Пуляевский М.С., Греков Г.В., 91Вахромеев А.Г.</i>	91
Комплексные исследования растворов полимеров акрилового ряда для добычи трудноизвлекаемой нефти <i>Раупов И.Р., Зазуля В.С., Мовпан М.В., Григорьева В.М.</i>	94
Новые технологии поисков и разведки трудноизвлекаемых запасов нефти <i>Ростовицких В.Б., Колоколова И.В.</i>	98
Основные особенности проведения и интерпретации исследований паронагнетательных скважин Ярегского месторождения <i>Саврей Д.Ю.</i>	103
Обоснование объема водоизоляционного состава для блокирования техногенной трещины авто-ГРП <i>Сытник Ю.А., Раупов И.Р.</i>	108
Приуроченность некоторых полезных ископаемых определенным стратиграфическим уровням мелового периода и физико-географическим обстановкам гор Кульджуктау <i>Федоров Ю.А., Назаров Ж.А.</i>	114
СЕКЦИЯ 2. ТРАНСПОРТ И ПЕРЕРАБОТКА НЕФТИ	118
Особенности практической идентификации геомагнитно-индуцированного источника тока, воздействующего на подземные трубопроводы <i>Агиней Р.В., Исупова Е.В., Александров О.Ю.</i>	118
Оценка качества нефти, транспортируемой АО «Транснефть – Север» при увеличении приёма ярегской нефти <i>Астахов А.В.</i>	121
Моделирование тепловых полей для обеспечения безаварийной работы нефтепроводов <i>Голик В.В., Земенков Ю.Д.</i>	125
Методика сравнительного качественного отбора компонентов деэмульгирующих композиций для разрушения водонефтяных эмульсий <i>Дроздов А.С., Столбов И.В., Леонтьев С.А.</i>	128

Определение и изучение полей напряжений стенки трубы в области вмятины при воздействии изгибающей силы и внутреннего давления <i>Игнатик А.А., Шенец М.А.</i>	131
Разработка конструкции рабочего колеса центробежного насоса из композитных материалов <i>Логинов В.А., Терентьева М.В.</i>	137
Особенности транспорта высокозастывающих нефтей <i>Михеев М.М., Некучаев В.О.</i>	140
Исследование осадка из внутренней части трубопровода, для транспортировки упаренной пластовая воды с установки ВПУ-700 <i>Набиева Е.М., Мусанов Н.Д., Конева В.В., Ланина Т.Д.</i>	143
Влияние асфальтосмолистых веществ на разделение нефтяных эмульсий <i>Мустафаева Г.Р.</i>	149
Определение характеристик прочности и долговечности традиционными методами <i>Рагимова М.С., Намазова Г.И., Рзаева Х.</i>	153
Прочностная оценка газопровода с трещиноподобным дефектом <i>Савич В.Л., Малинин В.Г., Крючков С.В.</i>	156
Планирование работы магистральных нефтепроводов в условиях применения пунктов подогрева нефти и противотурбулентных присадок <i>Федоров П.В., Федоров В.Т.</i>	161
Оценка влияния работы термостабилизатора на пусковое давление магистрального нефтепровода <i>Якупов А.У., Земенков Ю.Д.</i>	166
Совершенствование математической модели для расчета интегрального удельного электрического сопротивления грунта <i>Яворская Е.Е., Исупова Е.В.</i>	169

СЕКЦИЯ 3. АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ МАШИН, ОБОРУДОВАНИЯ И ПРОЦЕССОВ ПРИ ОСВОЕНИИ НЕТРАДИЦИОННЫХ ЗАПАСОВ

УГЛЕВОДОРОДОВ В УСЛОВИЯХ КРАЙНЕГО СЕВЕРА	172
Анализ опыта воздействия магнитного поля на разрушение водонефтяной эмульсии <i>Лютюев А.А., Быков И.Ю.</i>	172
К вопросу оценки технического состояния труб нефтегазового сортамента <i>Автамонов В.А., Быков И.Ю., Денисов М.А.</i>	175
Экспериментальные исследования прочностной надежности захватного устройства <i>Блохин П.А., Быков И.Ю.</i>	178
Исследование взаимодействия тыльного конуса шарошки бурового инструмента со стенкой скважины <i>Борейко Д.А., Хламов В.А., Сериков Д.Ю.</i>	181
IIoT решения в нефтегазовой отрасли <i>Внуков Д.И., Нор Е.В.</i>	187
Патентный обзор и направление совершенствования конструкций предохранительных клапанов буровых насосов <i>Лизунов Д.С., Быков И.Ю.</i>	188
Мониторинг земной поверхности в районах интенсивного недропользования ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» на основе метода спутниковой радарной интерферометрии <i>Дудников В.Ю.</i>	192
Анализ устойчивости системы «привод - бурильная колонна с породоразрушающим инструментом» в процессе углубления скважины <i>Быков И.Ю., Заикин С.Ф.</i>	195

Технологические основы повышения ресурса газотурбинных установок нефтегазовой промышленности	
<i>Михайлов Д.А., Михайлов А.Н., Пичко Н.С., Шейко Е.А.</i>	202
Разработка методики повышения работоспособности скважинных разрушающих инструментов	
<i>Мустафаев А.Г., Насиров Ч.Р.</i>	208
Экспериментальное исследование уплотнения опоры трехшарошечного долота диаметром 215,9 миллиметров в условиях приближенных к забойным	
<i>Наумышев Е.Ю., Быков И.Ю., Борейко Д.А.</i>	210
СЕКЦИЯ 4. OIL SOCIAL AND CULTURAL ENVIRONMENT. (НЕФТЯНОЕ СОЦИОКУЛЬТУРНОЕ ПРОСТРАНСТВО)	215
The history of the formation of technologies for the development of fields of high-viscosity oil and natural bitumen / История становления технологий разработки месторождений высоковязкой нефти и природных битумов	
<i>Жангабылов Р.А., Лепке Г.Н.</i>	215
Экономическая оценка результатов цифровизации в нефтяной отрасли России: подходы и проблемы	
<i>Андрухова О.В., Ридван И.</i>	217
Operations performed in well workover and intervention	
<i>Григорьев Л.Ю., Жангабылов Р.А.</i>	220
High viscosity oil fields around the world	
<i>Люосев В.В., Борисова О.В.</i>	226
The evolution of SAGD technology / Эволюция технологии гравитационного дренажа с помощью пара	
<i>Паламарчук В.И., Жангабылов Р.А.</i>	229
СЕКЦИЯ 5. ЭКОНОМИКА, УПРАВЛЕНИЕ И ЦИФРОВИЗАЦИЯ	232
Оценка эффективности использования производственных ресурсов в ПАО НК «Роснефть» с применением интегральной методики оценки	
<i>Баженова М.Г.</i>	232
Оптимизация обработки больших данных в геологических расчетах	
<i>Базарова А.М., Рочев К.В.</i>	237
Опыт цифрового геологического картирования гор Кулджуктау при региональном изучении недр на поиски месторождений полезных ископаемых	
<i>Баратов А.Х., Жамолов А.Т., Хабибуллаев С.С., Умаров Ш.А.</i>	242
Актуальные проблемы повышения эффективности работы нефтегазовой отрасли	
<i>Игнатская Л.Я.</i>	249
Возможности использования инструментов бережливого производства для повышения эффективности логистических процессов	
<i>Майорова Н.В.</i>	252
Сравнение результатов прогнозирования петрофизических отношений на примере параметров «пористость», «проницаемость», «интервальное время»	
<i>Чувашов А.А., Кожевникова П.В.</i>	254
Анализ течения вязкой жидкости по цилиндрическому элементу в трубе	
<i>Кортаев Б.А., Никифорова Е.С., Субботина М.В., Баршенина А.К., Кизима М.А.</i>	257
АЛФАВИТНЫЙ УКАЗАТЕЛЬ	262

ПЛЕНАРНЫЕ ДОКЛАДЫ

УДК 504.7;338,45.01

Декарбонизация экономики как перспектива снижения техногенного воздействия производства на окружающую среду

Ратиер Н.И.

Воркутинский Филиал Ухтинского Государственного Технического Университета, г. Воркута

Природные изменения, которые наблюдает население всей планеты, все настойчивее заставляют человечество обратиться к климатической повестке. Многочисленные лесные пожары, засуха, наводнения, таяние вечно-мерзлотных грунтов и ледников приводят к катастрофическим последствиям с человеческими жертвами и потому их уже невозможно игнорировать. В этой связи на протяжении последнего десятилетия климатические и экологические проблемы стали актуальной повесткой мирового сообщества. В 2015 г. было принято Парижское соглашение по климату, регулирующее меры по снижению содержания углекислого газа в атмосфере с 2020 года. Этот документ подписали 197 стран, в том числе и Россия. Страны – участники не только признали факт экологической проблемы, но и основную причину - антропогенные выбросы углекислого газа. При этом периодически раздаются голоса, что Россия один из основных поставщиков «вредного» углеродного сырья. В этой связи, мировое сообщество диктует нам определённые действия, следование которым приведёт к деградации нашей экономики.

Это, так называемая, **пассивная стратегия**. Согласно ей с 2023 года Евросоюз вводит «углеродный» налог. Это плата за сжигание топлива на основе углерода (уголь, нефть, газ и др. ископаемые), а также на продукцию, выпуск которой сопряжен с выбросами парниковых газов (металлургия, агробизнес, хим. промышленность, нефтегазовая отрасль, угледобыча). По оценкам специалистов это обернётся потерей от 3-6 млрд. евро в год. В конечном итоге это все ляжет на плечи граждан. Например, цены на электричество и тепло увеличатся в 2,7 раз. Кроме того, Россия должна будет кардинально снизить добычу и потребление всего, что производит CO₂. Для нас - это, прежде всего, нефть, газ, уголь. Поэтому придётся перестраивать целые производства. Для российской экономики эти меры означают колоссальные затраты. При этом, выплата налога никоим образом не уменьшает выбросов ПГ и, следовательно, не решает экологической проблемы [1].

Поэтому Министерство природных ресурсов и экологии России разрабатывает **проактивную** стратегию [4]. Согласно ей усилия надо направлять на утилизацию ПГ, развитие технологий вторичного использования CO₂, усиление учёта поглощающей способности лесов. Именно об этом говорил Президент В. В. Путин в своём Послании «Мы должны ответить на вызовы изменений климата, создать отрасль по утилизации углеродных выбросов, добиться снижения их объёмов и ввести здесь жёсткий контроль и мониторинг».

В связи с вышесказанным, каковы же перспективы Воркуты, как моногорода, в котором градообразующее предприятие – угольные шахты? Если навязываемая РФ пассивная стратегия будет реализована, то перспективы весьма печальные: сворачивание производства с последующим закрытием города. Поэтому развитие экономики города в соответствии с проактивной стратегией видится как не только решение экологической проблемы, но и как проблемы удалённого от центра северного моногорода.

В августе 2019 г. Президент РФ Путин В.В. передал Правительству РФ Перечень поручений по итогам встреч с представителями угледобывающих предприятий. Согласно этому документу Минэнерго России разрабатывает долгосрочную программу развития угольной промышленности, включая мероприятия по глубокой переработке угля в регионах его добычи, обратив особое внимание на потенциал развития производства из угля сжиженных газов и водорода.

Для решения экологических и экономических проблем угольного региона (на примере Кузбасса) ФИЦ угля и углехимии СО РАН предлагает ряд решений, которые можно применить в нашем городе:

- утилизация и переработка шахтного метана;
- производство гуминовых препаратов из углей;
- производство сорбентов из углей;
- газификация углей, получение синтез - газа и водорода;
- переработка каменноугольной смолы [2].

Это создаст новые рабочие места и, значит, обеспечит развитие города.

В представлениях многих людей уголь связан только с топливной направлением и производством чугуна и стали. Действительно, и в мировой и российской практике потребление угля представлено так: 50% -ТЭК, 25% - металлургия. Однако ещё в 19 в. Д.И. Менделеев сказал: «Топить нефтью – тоже, что топить ассигнациями». Это справедливо и для такого ценного источника углеводородов как уголь. Сегодня из угля можно получать больше сотни разных химических продуктов и более пяти тысяч видов продукции смежных отраслей, цена которых в разы выше стоимости исходного сырья.

К примеру, при коксовании угля выделяется коксовый газ, конденсация которого позволяет получить каменноугольную смолу, содержащую ценные химические соединения – флуорен, фенантрен, антрацен, флуорантен, пирен, хризен, пиридин, пиколины и другие. Каждое из этих веществ обладает удивительными свойствами и позволяет создавать новые материалы.

В России два десятка научных организаций ведут исследования в области углехимии, разрабатывая технологии коксохимии, сжижения угля, газификации, получения наноструктурированных материалов, извлечения редкоземельных и драгоценных металлов. В частности, в Институте катализа СО РАН работают над созданием технологий производства жидкого топлива и нефтехимического сырья из горючих сланцев, а в Институте химии твердого тела и механохимии - над механохимическими методами переработки углей в полезные продукты.

Таким образом, уголь может стать началом цепочки по созданию продуктов с высокой добавленной стоимостью.

В качестве примера я представлю пять углехимических продуктов, которые позволяют по-новому взглянуть на традиционное ископаемое топливо.

Бетулин и ситостерины

В продуктах экстракции бурого угля содержатся бетулин и ситостерины – это лекарственные вещества, биологически активные молекулы. В частности, бета-ситостерин обладает противовоспалительным действием, бетулин повышает иммунитет растений, а бетулиновая кислота обладает противоопухолевой активностью.

Бетулин может быть эффективен в комплексной терапии при лечении онкологических заболеваний. Встраиваясь в клеточную мембрану раковой клетки, на начальном этапе он препятствует ее реорганизации и обрекает клетку на естественную гибель. Таким образом, бетулин действует избирательно на больные клетки и повышает устойчивость здоровых клеток.

Например, **производство гуминовых препаратов из углей**. Угли содержат гуминовые вещества. Их щелочная обработка даст гуматы калия и натрия, которые можно использовать в виде удобрений и добавок к удобрениям, в том числе, предназначенных для рекультивации земель. Использование гуматов в сельском хозяйстве повышает всхожесть семян, улучшает приживаемость рассады, увеличивает сопротивляемость растений к болезням, заморозкам и засухе.

Гуминовые вещества и гуматы можно применять и в промышленности: они используются в качестве абсорбентов и пеногасителей, могут применяться в системах водоподготовки, производстве аккумуляторов, керамическом производстве, в изготовлении резины, бумаги, картона, а также косметических и лекарственных средств. **Поливинилхлорид - Поливинилхлорид (ПВХ или винил)** – это бесцветная пластмасса, стойкая к щелочам, минеральным маслам, многим кислотам и растворителям.

Спектр применения ПВХ крайне широк. Он используется для электроизоляции проводов и кабелей, производства труб, пленок для натяжных потолков, искусственных кож, линолеума, грязезащитных ковров, виниловых грампластинок, профилей для изготовления окон и дверей. В Китае 90% поливинилхлорида производят из угля. По оценке экспертов, каждое шестое пластиковое окно, установленное в России, сделано из китайского угля.

Флуорен - содержится в каменноугольной смоле и представляет собой бесцветные кристаллы, способные к флуоресценции при действии ультрафиолетового облучения.

Флуорен используется для изготовления компонентов для микроэлектроники и оптоэлектроники. К примеру, он применяется в производстве гибких экранов, которые вот-вот совершат революцию в бытовой электронике. Такими исследованиями, в том числе, занимается федеральный центр угля и углехимии в Кузбассе.

Углеродный пек, полученный из каменноугольной смолы, используется в качестве исходного сырья для получения углеродных волокон. Композиты на основе углеродных волокон отличаются прочностью, жесткостью и легкостью. Их характеристики прочности и упругости значительно превышают показатели алюминия и стали.

Углеродные волокна могут применяться в медицине, энергетике, промышленности, строительстве и других отраслях. Наиболее интересны для меня, разумеется, перспективы их использования в аэрокосмической технике. К примеру, из них можно производить элементы двигателей самолетов и ракет, корпуса космических антенн и обшивку спускаемых аппаратов.

Таким образом, углехимия позволяет превращать уголь в материалы и продукты, которые используются буквально везде: от сельскохозяйственных полей до земной орбиты.

Воркута располагает как земельными площадями для строительства новых производственных сооружений, так и старым фондом, который можно использовать для создания новых производственных мощностей (бывший завод ЖБИ, Цем завод).

Газификация углей, получение синтез - газа и водорода.

Газификация углей простыми словами - это получение газообразного топлива из твердого. В зависимости от условий реакции можно получить разные продукты: метан и его производные (метанол, диметиловый эфир, формальдегид), этилен и его производные (уксусная кислота, полиэтилен, этанол и др.) Продуктами дальнейшей переработки могут быть, смолы, олефины, полимеры, парафины, высшие спирты и органические кислоты. Получаемый в синтез-газе водород, может быть использован для производства аммиака, мочевины и других последующих продуктов, а получая синтетических олигомеры широкой фракции, делают так называемую синтетическую нефть, из которой можно получить как бензин, так и авиационный керосин, ничем не отличающийся от нефтяного. Другими словами, практически все продукты нефтехимии могут быть получены из угля.

В связи с распространением тренда к все более широкому использованию альтернативных источников энергии следует обратить внимание на возможность получения **водорода из угля**. По мнению учёных именно водород как экологически чистое топливо может стать ведущим энергоносителем в будущем. Поэтому водородная энергетика рассматривается Евросоюзом, как одна из стратегий решения экологических проблем. В качестве наиболее перспективных направлений использования водорода рассматривается его применение на различных видах транспорта: автомобили, поезда, авиатранспорт, морской транспорт (в качестве топливного элемента и в двигателях внутреннего сгорания). Кроме того, водород может быть использован для энергоснабжения энергетически изолированных районов и территорий с особыми требованиями экологичности, например, в Арктике. Использование водорода в смеси с метаном или в чистом виде в системе газоснабжения рассматривается в качестве направления декарбонизации децентрализованного теплоснабжения и ЖКХ.

В апрельском номере журнала «Энергетическая политика Вице-премьер Александр Новак рассказал о вариантах декарбонизации с использованием водорода в разных отраслях промышленности для выполнения условий Парижского соглашения по климату. Он допустил, что на предприятиях, работающих на газе и угле, начнут производить низкоуглеродный водород [5].

Сегодня наиболее экономически выгодным считается производство водорода из ископаемого сырья. По данным Международного энергетического агентства, в структуре мирового производства чистого водорода 75% приходится на природный газ, 23% — на уголь. Мировой спрос на чистый водород в настоящее время находится на уровне 75 млн. тонн в год.

В октябре 2020 года Правительством РФ была утверждена дорожная карта по развитию водородной энергетики в России до 2024 г [3]. Главная задача – расширение производства и потребления водорода, а также вхождение страны в число мировых лидеров по его производству и

экспорту. Поэтому важнейшим направлением, на котором стоит сосредоточить усилия, является разработка технологий производства водорода из ископаемого сырья и методом электролиза воды.

Подводя итог, цитирую академика Исмагилова З.Р., научного руководителя ФИЦ УУХ СО РАН: «Для принципиального решения серьезных назревших проблем экологии угольного региона необходимо срочно и тотально внедрять традиционные природоохранные технологии, дополнить их передовыми научными разработками, совершенствовать существующие производства, обеспечить очистку почвы, воды и воздуха новыми методами. Генеральная задача на перспективу – кардинальный поворот – развитие технологий и создание чистых производств глубокой переработки угля в продукты с высокой добавленной стоимости» [2].

В качестве примера можно привести предприятие НИИ «Нанотехнологии и новые материалы» в г. Новочеркасске. Основные направления НИОКР этого производства: создание активных и селективных катализаторов и технологий их использования; разработка функциональных композиционных материалов для альтернативной энергетики; исследование природных и синтетических материалов, отходов производства. Специалисты предприятия разработали технологии переработки шахтного метана и угля в синтетические моторные топлива, масла и специальные продукты. На предприятии создана опытно-промышленная установка получения синтетических углеводородов. Получаемое жидкое топливо по отдельным показателям превосходит топливо, получаемое традиционным способом. Характеристики топлива представлены на рис.1 и табл. 1.

Фракционный состав синтетической нефти		
Содержание, % масс.		
Бензиновая фракция	Дизельная фракция	Компоненты базовых масел
60	36	4

Свойства синтетических топлив		
Показатель	Дизельное топливо	Бензиновое топливо
Плотность, г/см ³	0,767	0,712
Цетановое число	50	-
Октановое число	-	92

Дизельное топливо:

- дизельное топливо имеет температуру помутнения минус 36 °С;
- отсутствие соединений серы, азота;
- минимальное содержание ароматических и кислородсодержащих соединений.

Бензиновое топливо:

- высокое содержание изопарафинов, повышающих октановое число бензина.



Синтетическая нефть

Рисунок 1 - Состав синтетической нефти

Таблица 1 - Сравнение эксплуатационных показателей дизельного топлива

Наименование показателя	Значение	
	ГОСТ Р 55475	Синтетическое дизельное топливо
Цетановое число	47	51
Плотность при 15 °С, кг/м ³	800.0-855.0	771.41
Кинематическая вязкость при 40 °С, мм ² /с	1,200-4,000	2,55
Массовая доля полициклических ароматических углеводородов, % не более	8,0	-
Массовая доля серы, мг/кг, не более	10	-
Фракционный состав перегоняется до температуры 180 °С, %об. Не более 95% об. Перегоняется при температуре, °С, не выше	10 360	4 290
Температура помутнения °С, (не ниже)	-34	-36
Предельная температура фильтруемости, °С, (не ниже)	-44	-46

Предприятие готово коммерциализировать результаты свои научных работ и открыто к сотрудничеству.

При условии организации в МО ГО «Воркута» производства синтетических моторных топлив из угля или шахтного метана для города открываются новые возможности.

Таким образом, специфические особенности моногорода, такие как ориентация исключительно на угледобычу могут стать потенциалом не только для диверсификации производственно-промышленной деятельности, но и внедрения прогрессивных инновационных технологий и видов производства на основе глубокой переработки добываемого предприятиями угля, что, в свою очередь, будет решать ряд социально-значимых задач:

1. Интеграция производственной структуры Воркуты в решение государственно-значимых задач по реализации статей Парижского соглашения по климату и других экологических программ;

1. Создание новых рабочих мест;

2. Актуализация инвестиционной привлекательности новых высокотехнологичных производств;

3. Обеспечение улучшения качества жизни жителей Воркутинского района за счет более благоприятной экологической среды.

Библиографический список:

1. Государственный доклад о состоянии энергосбережения и повышении энергетической эффективности в Российской Федерации в 2018 г. / Минэкономразвития РФ. М., 2019.

<https://www.economy.gov.ru/material/file/d81b29821e3d3f5a8929c84d808de81d/energyefficiency2019.pdf>

2. Исмагилов З.Р. Комплексная научно-техническая программа полного инновационного цикла «чистый уголь – зелёный Кузбасс».

3. Концепция развития водородной энергетики. Распоряжение Правительства РФ от 5 августа 2021 г. №2162-р.

4. Николаев Н. Новая мировая климатическая повестка как способ сдерживания России. Парламентская газета 21 мая 2021 г.

5. Новак А. Водород: энергия «чистого» будущего. Энергетическая политика № 4 (158)/ 2021. С. 6-11.

УДК 550.8+553.98(234.83)

Прогноз, поиски и разведка трудноизвлекаемых запасов нефти на Европейском Севере

Ростовщиков В.Б., Сбитнева Я.С.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Колоколова И.В.

Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва

Нефть и газ в ближайшем будущем, вплоть до 2050 года, будет сохранять основное положение в топливно-энергетическом балансе мира и России.

Не умоляя достоинства и перспективы новых энергетических источников, в том числе атомной, возобновляемой, водородной и других видов энергии в развитие мирового сообщества реальность не позволяет исключать углеводородное сырье из главных составляющих по обеспечению энергетических потребностей человечества.

На рисунке 1 показана динамика роста численность населения на Земле, на котором видно, что к 2050 году население на планете достигнет 9 млрд. человек. И это коррелируется с динамикой производства и потребления энергоресурсов (рис. 2).

Нефть, как минимум, еще 50 лет будет оставаться одним из основных источников как энергии, так и химического производства (табл. 1).

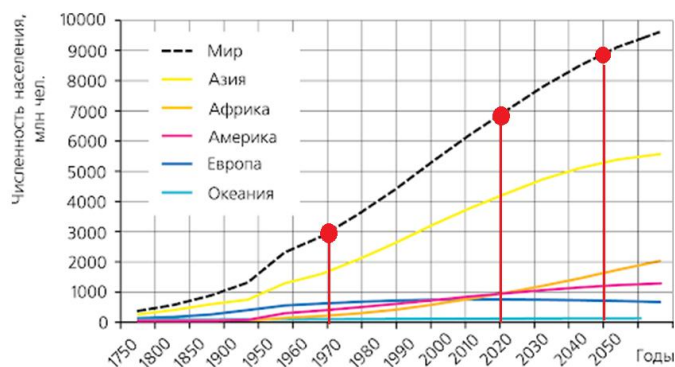


Рисунок 1 - Динамика роста численности населения Земли

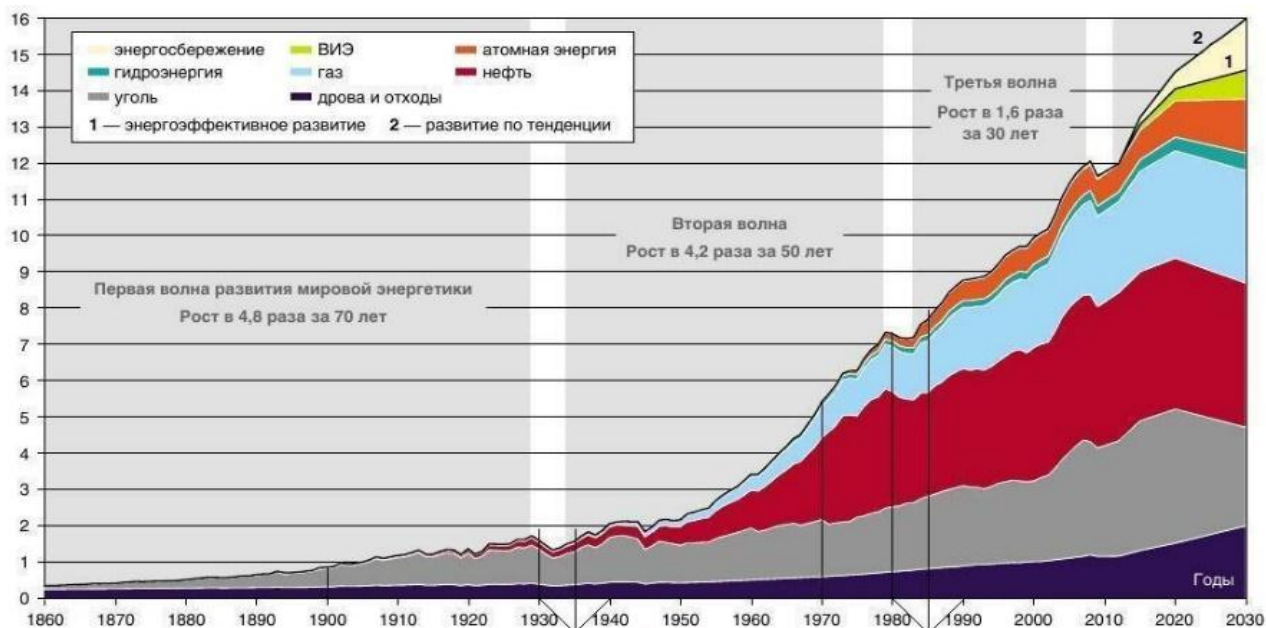


Рис. 1. Динамика мирового производства энергоресурсов, млрд т н.э.

Источник: А. Makarov. Laws of Power Industry Development: Elusory Essence. Thermal Engineering. Vol. 57. No 13. 2010.

Рисунок 2 – Динамика мирового производства энергоресурсов, млрд. т.н.э.

Таблица 1 - Прогноз изменения структуры мирового топливно-энергетического баланса (%)

Виды энергоносителей	2010 г.	2020 г.	2050 г.
Нефть	35-39 (33,56)	30	28-29
Природный газ	24-25 (23,81)	29	28-30
Уголь	28-29 (29,63)	17	22-24
Прочие	13-14 (13,0)	24	20

Но при этом, четко прослеживается тенденция усложнения поисков, разведки и разработки новых месторождений нефти, характерная для всей мировой практики.

Структура разведанных запасов нефти и горючих сланцев состоит в основном из сланцевой (49%), тяжелой (11%) нефти и битумов (16%). Доля легкой нефти составляет лишь 24% (рис. 3).

В общем объеме мировой добычи нефти на долю трудноизвлекаемых запасов приходится > 50% (рис.4).

Значительная доля прогнозируемых ресурсов нефти относится к трудноизвлекаемым-это тяжелая, сланцевая нефти и битумы (рис.4).

В общем балансе мировых запасов тяжелых нефтей Россия занимает 4 место после Южной, Северной Америки и Ближнего Востока (рис. 5). По сланцевой нефти Россия находится на 1 месте (рис. 6).

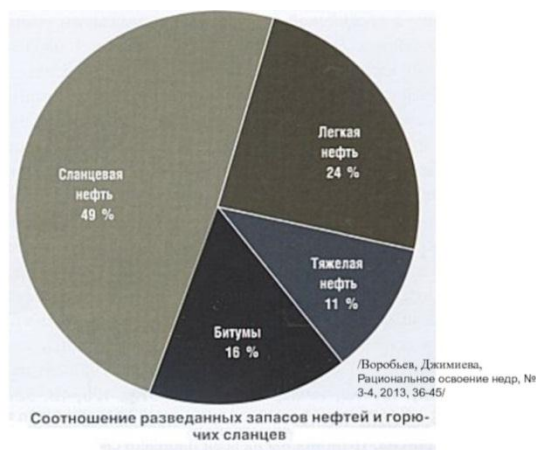


Рисунок 3 – Соотношение разведанных запасов трудноизвлекаемых нефтей

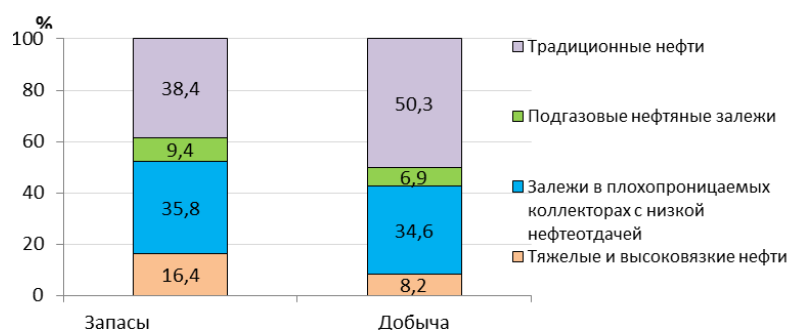


Рисунок 4 - Структура запасов и добычи

Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция является основным нефтедобывающим регионом на Европейском Севере. Благоприятное географическое и экономическое положение делает актуальным дальнейшее развитие здесь нефтедобывающей промышленности.

Прогнозные начальные суммарные ресурсы по нефти в регионе составляют 5 млрд. тн. В провинции открыто более 200 месторождений углеводородов. При этом разведанность начальных суммарных ресурсов составляет около 50%. В Республике Коми, где планомерные поиски месторождений нефти проводятся с 1929 года, создана мощная нефтегазодобывающая и нефтегазоперерабатывающая отрасли.

Структура начальных суммарных ресурсов нефти по Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции по состоянию на 01.01.2020 г. представлена на рис. 7.

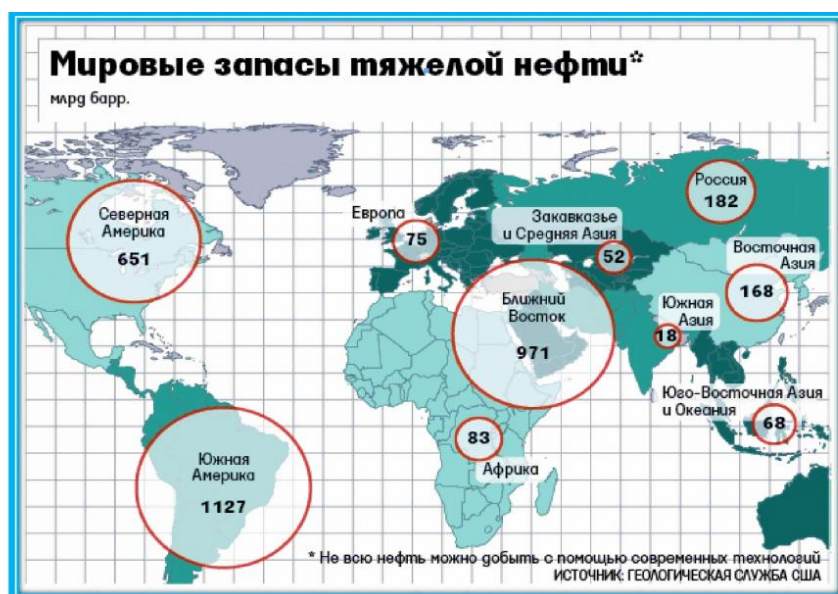


Рисунок 5 – Мировые запасы тяжелой нефти

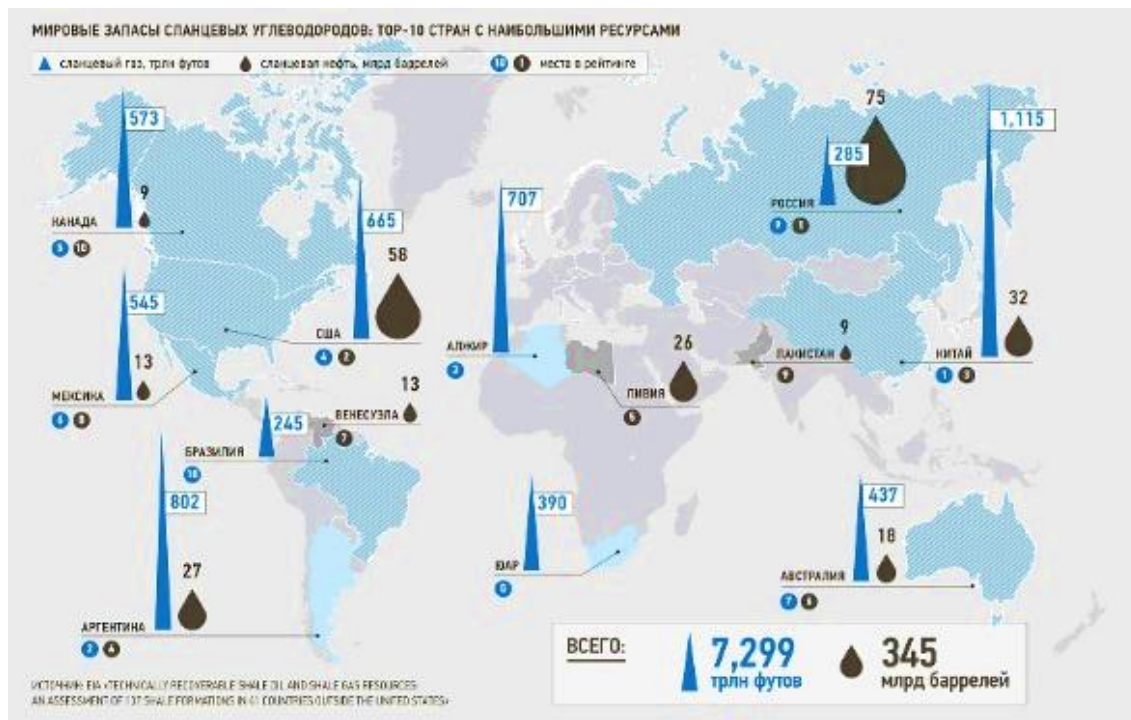


Рисунок 6 - Мировые запасы сланцевой нефти

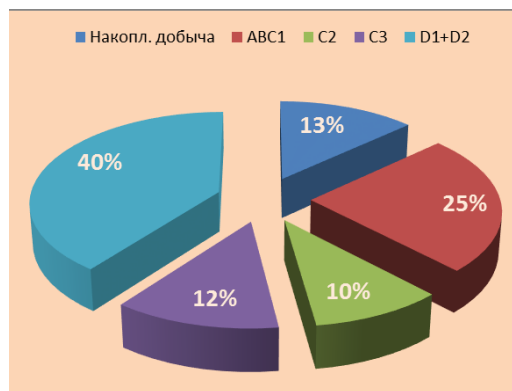


Рисунок 7 - Структура НСР нефти ТПП по состоянию на 01.01.2020 г

В административном плане структура извлекаемых запасов нефти представлена на рис. 8.

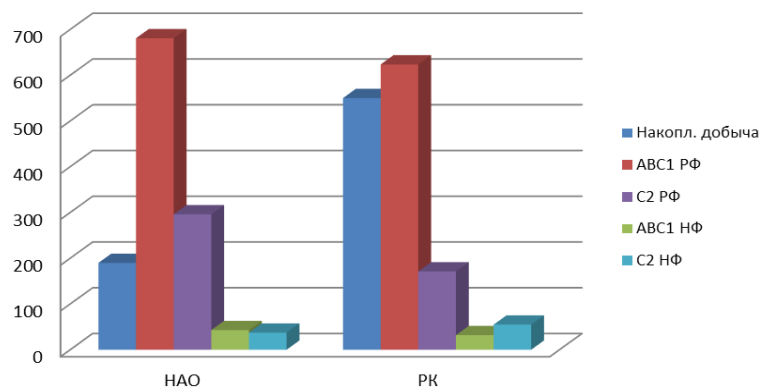


Рисунок 8 - Структура извлекаемых запасов по нефти

Если в Ненецком автономном округе (НАО) добыча находится в начальной стадии при достаточном резерве разведанных запасов, то в Республике Коми добыча прошла основной пик и дальнейшее поддержание уровней добычи (14-15 млн. тн. в год) требует резкого усиления геологоразведочных работ для открытия новых залежей с рентабельными запасами.

Прогноз добычи нефти в Европейском Севере показан на рис. 9, где 2021 год является рубежным по объемам добычи.

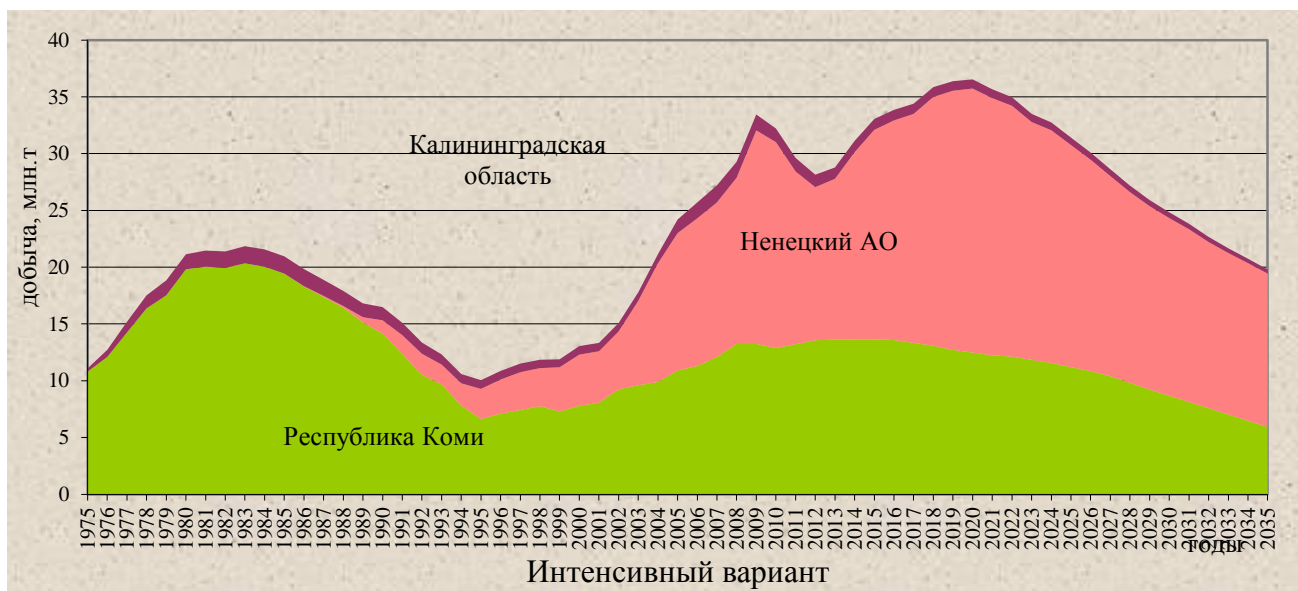


Рисунок 9 - Прогноз добычи нефти

Дальнейшее развитие нефтяной промышленности на Европейском Севере будет зависеть от эффективности геологоразведочных работ. Мировая тенденция усложнения поисков, также характерна и для Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции.

К трудноизвлекаемым ресурсам в Тимано-Печорской провинции относятся: тяжёлая нефть и битумы в различных слоях осадочного чехла и «сланцевая нефть» в «доманикитах».

Доманикиты. Одним из основных стратегических объектов по наращиванию запасов нефти в нетрадиционных коллекторах на Европейском севере являются «доманикиты». Актуальность поисково-разведочных работ на «доманикиты» отражено в правительственном документе: «Стратегия развития минерально-сырьевой базы РФ до 2035 года». «Оценка и вовлечение в оборот ранее открытых, разведанных, но неразрабатываемых месторождений и залежей с трудноизвлекаемой нефтью, связанных с баженовской свитой, доманиковым горизонтом и их аналогами».

Площадь перспективных земель «доманикитов» – 250 тыс. кв. км. (континент), кроме того доманикиты широко распространены в Волго-Уральской НГП, а также на Арктическом шельфе.

Общая площадь может достигать 1 млн. кв. км., прогнозные ресурсы более 2 млрд. т. условного топлива. Глубина от 300 м до 5-6 км.

В настоящее время на территории ТПП отмечено 150 скважин с различными проявлениями нефтегазоносности в доманике и «доманикитах», на 11 структурах открыты залежи нефти.

Тяжелая нефть. В Тимано-Печорской провинции ее геологические разведанные запасы составляют более 1 млрд. тн: Ярегское месторождение, пермокарбоновая залежь на Усинском месторождении, залежи в триасовых песчаниках на северном блоке вала Сорокина (Торавейское, Южно-Торавейское месторождения). При разработке таких залежей увеличение коэффициента извлечения даже на 1% дает прирост запасов на обустроенном месторождении до 10 млн. тн.

Проблема с добычей нефти особенно остро стоит в Республике Коми.

Коми - это регион, где есть все виды энергетического сырья: уголь, нефть, газ, горючие сланцы и природные битумы. Они составляют основу экономики Республики Коми, определяют 2/3 объема промышленного производства и имеют существенное значение для экономики России.

В Коми Республике, начиная с 1929 года планомерных поисков, создана сырьевая база по нефти, обеспечивающая добычу нефти в 80 годы прошлого столетия до 20 млн. тн. в год. Сегодня качественная характеристика сырьевой базы находится в неудовлетворительном состоянии.

Остаточные извлекаемые запасы промышленных категорий А, В, С₁ – 671 млн. тн. на 124 месторождениях. Из них около 70 % относится к трудноизвлекаемым запасам (рис. 10).

Это привело к тому, что добыча нефти (с конденсатами) в 2016 году составила – 15,1 млн. тн., в 2019 году – 14,7 млн тн., а в 2020- добыча снизилась до 12,4 млн. тн. Причем добыча производится на 83 месторождениях, а основные объёмы обеспечиваются добычей на трех месторождениях (Ярегское, Усинское, Возейское).



Рисунок 10 - Качественная характеристика сырьевой базы по нефти в РК

Выводы:

- Качественная структура разведанных запасов, т.е., сырьевой базы, по нефти в Республике Коми неудовлетворительная;
- Разведанность перспективных ресурсов составляет не более 50%;
- Отставшие 50% залегают в более сложных горно-геологических условиях, где выработанные более чем за 90 лет приемы прогноза, открытия и разработки новых месторождений не гарантируют достаточную геолого-экономическую эффективность.

Все это ведет к тому, что без открытия новых месторождений с рентабельными запасами добыча будет продолжать снижаться.

Такая ситуация ведет к негативным не только экономическим, но и социальным последствиям. Население Республики за последние 30 лет сократилось с 1250 тыс. человек в 1991 году до 820 тыс. человек в 2020 году (рис. 11).

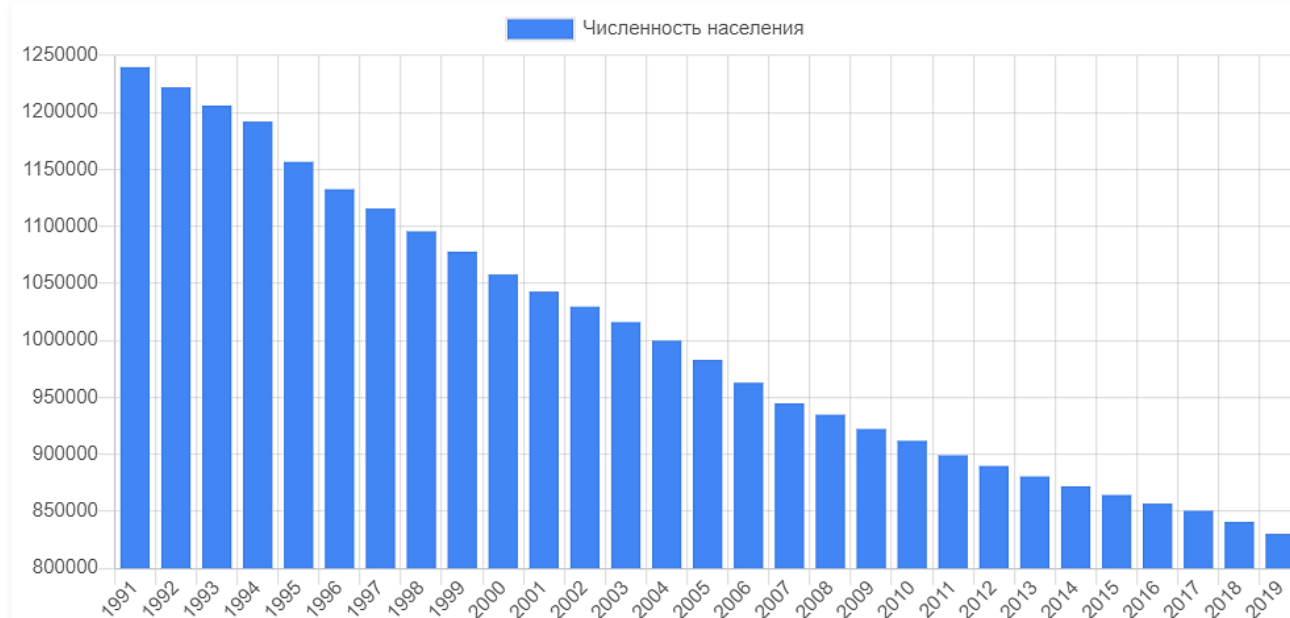


Рисунок 11 - Общая численность населения Республики Коми за 1991-2020 год

Правительственный прогноз социально-экономического развития Республики Коми до 2024 года так же не вызывает оптимизма (рис. 12): темпы роста объёма валового продукта снижаются, численность населения уменьшаются, отток населения увеличивается.

Развития минерально-сырьевой базы, как основы экономики Республики не планируется

ПРОГНОЗ

социально-экономического развития Республики Коми на 2022 год и на период до 2024 года

№ п/п	Показатели	Единица измерения	2019 г. факт	2020 г. факт	2021 г. оценка	прогноз					
						2022		2023		2024	
						консервативный	базовый	консервативный	базовый	консервативный	базовый
1.	Численность населения (в среднем-годовом исчислении)	тыс. человек	825,4	817,0	807,8	796,2	796,7	784,8	786,2	773,8	776,2
2	Миграционный прирост (убыль)	тыс. чел	-7,8	-3,3	-9,4	-9,0	-8,8	-8,7	-8,2	-8,6	-7,9
3	Темп роста объема валового регионального продукта	% к предыдущему году в сопоставимых ценах	100,9	92,1	99,3	96,5	100,0	99,4	101,2	95,8	98,0
4	Добыча полезных ископаемых	% к предыдущему году в сопоставимых ценах	103,0	91,1	102,3	100,5	102,0	100,9	102,0	101,3	102,7
5	численность лиц старше трудоспособного возраста и подростков, занятых в экономике	тыс. чел.	40,6	37,2	36,7	35,8	36,2	35,2	35,6	34,9	35,3
6	Численность занятых в экономике	тыс. чел.	401,0	395,0	392,8	385,3	388,1	378,0	383,4	371,2	379,2

Рисунок 12 - Прогноз социально-экономического развития Республики Коми на 2022 год и на период до 2024 года

Выводы и предложения:

Для исправления создавшегося положения с укреплением минерально-сырьевой базы и развития добывающих отраслей промышленности в Республике Коми предлагается:

- разработать и утвердить на уровне Правительства РК Программу развития сырьевой базы на Европейском Севере и, в частности, в Республике Коми по основным полезным ископаемым: нефть, газ, уголь, бокситы, кварц, золото, алмаза и др.
- в рамках дальнейшего развития территориального кластера «Нефтегазовые технологии» объединить кадровый, информационный и материально-технический потенциал в едином научно-образовательном многофункциональном центре с филиалами в г. Ухте (по нефти и газу) и в г. Сыктывкаре (по твердым полезным ископаемым).
- Ввести в обучение для геологов, геофизиков, буровиков и разработчиков специальный курс по освоению трудноизвлекаемых ресурсов нефти.
- Инициировать проведение НИОКР по «доманикитам» в УГТУ через нефтедобывающие предприятия (ПАО Лукойл, «Роснефть») и правительство Республики Коми.

Библиографический список:

1. Е.Б. Грунис, В.Б. Ростовщиков, Я.С. Сбитнева, Ю.А. Большакова "Направления поисков месторождений нефти и газа в Тимано-Печорской провинции" ФГБУ "ВНИГИ", Москва, Россия// научно-технический журнал Геология нефти и газа № 3 - с.57-65.
2. Грунис Е.Б., Колоколова И.В., Ростовщиков В.Б., Ульянов Г.В. Особенности применения методики оценки рисков при обосновании перспектив нефтегазосности доманиковотурнейских карбонатов (Тимано-Печорский нефтегазоносный бассейн) // Геология нефти и газа. – 2020. – № 1. – С. 21–33. DOI: 10.31087/0016-7894-2020-1-21-33.
3. Москалева, К. А. Нефтяная промышленность России / К. А. Москалева, А. Г. Прокудина, Н. С. Желвакова, С. В. Пономарев. — Текст : непосредственный // Молодой ученый. — 2017. — № 22 (156). — С. 282-285.

СЕКЦИЯ 1. ГЕОЛОГИЯ, ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ДОБЫЧИ ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ И БИТУМОВ

УДК 553.981.2(550.8)

Нефтегазовый потенциал трудноизвлекаемых ресурсов и перспективы его освоения на Среднепечорском поперечном поднятии

Ростовщиков В.Б., Ахметжанова З.М.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Среднепечорское поперечное поднятие находится в зоне с высокоразвитой нефтегазодобывающей и нефтегазотранспортной инфраструктурой.

Наряду с относительно простыми условиями залегания скоплений углеводородов, значительная часть прогнозируемых месторождений находится в нестандартных сложных геолого-тектонических условиях и составляет трудноизвлекаемую часть разведанных запасов и неразведанных ресурсов углеводородов.

К ним можно отнести залежи нефти и газоконденсата в среднедевонско-нижнефранском, доманиково-турнейском и ниже-верхневизейском нефтегазоносных комплексах.

Среднедевонско-нижнефранский терригенный НГК представляет собой сложно построенный массивно-пластовый природный резервуар регионального значения, отдельные части которого сообщаются через зоны слияния разновозрастных пачек коллекторов или тектонические нарушения, образуя единую гидродинамическую систему. По своему происхождению среднедевонско-нижнефранский резервуар является полифациальным – дельтовым, прибрежно-морским и мелководно-шельфовым. Коллекторы в нем связаны с песчано-алевритовыми толщами, которые ритмично чередуются с глинистыми пачками (флюидоупорами), образуя внутри регионального резервуара соподчиненные взаимосвязанные резервуары более мелких рангов. Распространение коллекторов имеет сложный характер, связанный как с условиями осадконакопления и, соответственно, с распространением различных типов пород, обладавших разными емкостными и фильтрационными свойствами, так и с дифференцированным воздействием катагенетических (потседиментационных) процессов, преобразовавших их первоначальный облик.

На исследуемой территории основные коллекторские толщи среднедевонско-нижнефранского НГК связаны с наиболее выдержанными пластами песчаников среднего девона. Коллекторы джьерского горизонта верхнего девона характеризуются резкой литолого-фациальной неоднородностью, меньшими толщинами и продуктивностью по сравнению со среднедевонскими.

Региональным флюидоупором для залежей УВ служат глинисто-карбонатные образования тиманского и саргаевского горизонтов верхнего девона. Роль локальных покрывок выполняют межпластовые глинистые пачки.

Сложное тектоническое строение месторождений предопределило неравномерное разбуривание залежей в контуре продуктивности, вследствие чего отдельные блоки оказались недоизученными.

Сложность строения данной территории обусловлена наличием в девонских (преимущественно поддоманиковых) образованиях разрывных нарушений сбросово-взбросового характера, значительными глубинами залегания целевого горизонта, а также проявлением магматической активности, обусловившей присутствие в исследуемой части разреза диабазовых тел, внедрившихся на разные стратиграфические уровни.[2]

На Югидском месторождении продуктивными являются старооскольские отложения (D_2ck_3-iz и D_2dz) среднего девона и джьерские – тиманско-саргаевские песчаники верхнего девона, залегающие на глубинах 2671,6 – 3109,8 м и вмещающие нефтегазоконденсатную залежь. Залежь в продуктивном интервале разреза имеет сложное блоковое строение, наличие тектонических нарушений, обладающих различными экранирующими свойствами по площади,

обусловили на отдельных участках залежи различные уровни ВНК и ГНК. В структурном плане залежи выделяются два купола – северо-западный и юго-восточный, и опущенный блок, примыкающий к куполам с востока в центре залежи (табл. 1).

На Западно-Соплесском месторождении в отложениях данного НГК открыты две залежи: основная газоконденсатная залежь в отложениях старооскольского надгоризонта среднего девона и ограниченная по размерам газоконденсатная залежь в джьерских песчаниках верхнего девона. Кроме того, незначительные притоки нефти получены при опробовании тиманских отложений в скв. 5 и эйфельских отложений в скв. 78 (табл. 2).

Таблица 1 - Основные параметры залежей Югидского НГКМ

Наименование месторождения	Югидское НГКМ					
Возраст пород	D _{2st} -D _{3dzt} -tm-sr			C _{1v}		
Куполы, пласты	Северо-западный купол	Центральный купол	Юго-восточный купол	Пласт Ia+б	Пласт IIa+б	Пласт К
Тип ловушки	Массивно-пластовая, сводовая, тектонически экранированная, с частичным литологическим ограничением в отложениях D _{3dzt} -tm-sr			Пластовая, сводовая, литологически экранированная		
Тип залежи по фазовому составу флюидов	Нефтегазоконденсатная			Нефтяная	Нефтяная	Нефтяная
Абс. отм. залегания продуктивных отложений в своде (-), м	2675	2823	2525	358	381	339
Положение: ГНК, (-) м	2846	2863 (скв. 67)	2858 (скв. 52, 54, 57, 59, 62, 70, 138-141), 2935 (скв. 59), 2879 (скв. 56, 143 и 146)	–	–	Уровень подсчета принят на абс. отм.
ВНК, (-) м	2959	2919 (скв. 67), 2959 (скв. 69)	2947	420	420	402
ГВК, (-) м	–	–	–	–	–	–
Площадь залежи, тыс. м ²	7975	475	13834	2945	1420,2	1763
Размеры залежи, км	4,4×(0,6-2,3)	1,2×(0,3-0,6)	4,9×(1,2-2,1)	3,2×1,3	2,3×1,0	3,0×0,6
Высота залежи, м	284	136	422	62	39	63
Литологический состав коллектора		Терригенный		Терригенный	Терригенный	Карбонатный
Тип коллектора		Поровый		Поровый	Поровый	Смешанный
Газонасыщенные эффективные толщины (пределы) среднее значение, м	<u>25,0-87,3</u> 29,5	<u>5,6</u> 2,5	<u>2,4-64,1</u> 37,5	–	–	–
Нефтенасыщенные эффективные толщины (пределы) среднее значение, м	<u>1,6-56,0</u> 25,5	<u>4,4-5,2</u> 3,4	<u>3,0-48,2</u> 15,9	3,7	3,6	4,08
Средневзвешенные коэффициенты пористости, %	6,0-12,1	5,6-11,9	5,6-12,9	29,0	23,0	17,0

Наименование месторождения	Югидское НГКМ					
Возраст пород	D _{2st} -D _{3dzt} -tm-sr			C _{1v}		
Литологический состав покрывки		Глинистый		Глинисто-алевритовый	Глинисто-алевритовый	Глинисто-алевритовый
Класс покрывки		Региональный		Локальный	Локальный	Локальный

Доманиково-турнейский нефтегазоносный комплекс, характеризуется наличием рифогенных образований, в том числе и «доманикитов». Примером являются залежи нефти в верхнедевонских карбонатах на Западно-Соплесском нефтегазоконденсатном месторождении. Залежи приурочены к пластовым сводовым ловушкам, тектонически и литологически экранированным. Коллекторами являются известняки со сложной структурой порового пространства, толщиной 0,8 – 4,6 м. Средневзвешенная по залежам эффективная нефтенасыщенная толщина составляет 1,3 м. Покрывкой для залежи являются плотные породы нижнефаменского яруса верхнего девона. Основные параметры приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Основные параметры залежей Западно-Соплесского НГКМ

Наименование месторождения	Западно-Соплесское НГКМ			
Возраст пород	D _{2st}	D _{3tm} (D _{3ps})	D _{3f3}	
Куполы, пласты	-	-	Пласт Шв	
Тип ловушки	Пластовая сводовая, тектонически, стратиграфически и литологически экранированная	Литологически ограниченная	Пластовая сводовая, тектонически и литологически экранированная	
Тип залежи по фазовому составу флюидов	Газоконденсатная	Газоконденсатная	Нефтяная	
Абс. отм. залегания продуктивных отложений в своде (-), м	3775	3794	3363	
Положение: ГНК, (-) м	-	-	-	
ВНК, (-) м	-	-	3434	
ГВК, (-) м	4088	3852	-	
Площадь залежи, тыс. м ²	40069	1450	7584	
Размеры залежи, км	8,8×7,3	1,4×1,35	4,0×3,4	
Высота залежи, м	313	58	71	
Литологический состав коллектора	Терригенный	Терригенный	Карбонатный	
Тип коллектора	Поровый	Поровый	Трещинно-поровый, поровый	
Газонасыщенные эффективные толщины (пределы) среднее значение, м	$\frac{0,6-54,4}{22}$	4,4	-	
Нефтенасыщенные эффективные толщины (пределы) среднее значение, м	-	-	$\frac{0,8-4,6}{1,3}$	
Средневзвешенные коэффициенты пористости, %	8-10,5	8,6	10	

В Нижне-верхневизейском терригенном нефтегазоносном комплексе, на Югидском месторождении в отложениях визейского яруса открыты две залежи тяжелой нефти в песчаных пластах I а+б и II а+б. Ловушки пластовые, сводовые, литологически экранированные. Коллекторами являются кварцевые песчаники (содержание кварца колеблется от 80 до 97 %).

Общая толщина пластов-коллекторов меняется в пределах 2 – 17 м, средняя эффективная нефтенасыщенная толщина равна 3,6 – 3,7 м, пористость, определенная по керну и ГИС, составляет 23 – 29 %. Покрышкой для залежей служат вышележащие непроницаемые породы визейского возраста.

Таким образом, из анализа нефтегазоносности изучаемой территории Среднепечорского поднятия следует, что основным перспективным объектом поисков углеводородов является среднедевонско-нижнефранский терригенный НГК, наличие нефтегазоконденсатных залежей в котором связывается с масштабной реализацией нефтегазоматеринского потенциала сингенетичных материнских толщ O-D₁ и D₂-D_{3f1} отложений, находящихся в жестких термобарических условиях и прошедших высокие стадии катагенетической преобразованности органического вещества. Инверсионная природа Среднепечорского поперечного поднятия обусловила широкое развитие вертикальных миграционных потоков, охватывающих весь разрез осадочного чехла. Поэтому продуктивными при наличии благоприятных условий для скопления углеводородов могут быть также карбонатные коллекторы доманиково-турнейского нефтегазоносного комплекса и терригенные коллекторы ниже-среднедевонского нефтегазоносного комплекса. Утяжеленные и тяжелые нефти, содержащиеся в залежах этих отложений, являются продуктом наложенных процессов гипергенеза.

Перспективными объектами для поисков новых залежей углеводородов являются Еджид-Кыртинская антиклинальная зона, сложного структурно-тектонического строения (рис. 1).

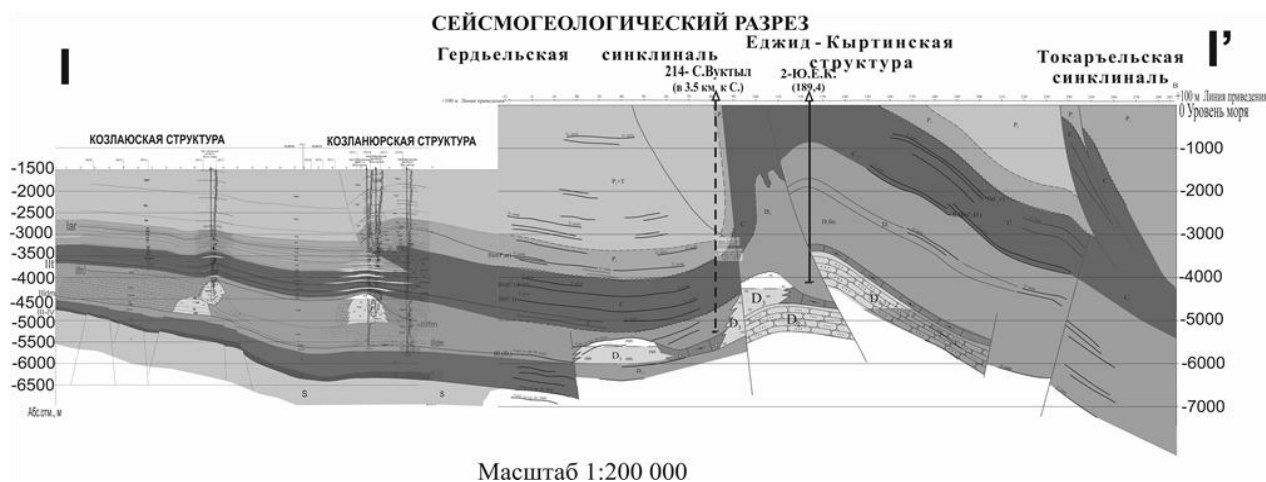


Рисунок 1 – Сейсмогеологический разрез через Еджид-Кыртинскую структуру, Богданов Б. П. 2016 г

Основные критерии нефтегазоносности: структурно-тектонические, литолого-фациальные, геохимические и гидрогеологические указывают на возможность открытия здесь в среднедевонско-нижнефранском нефтегазоносном комплексе крупных скоплений углеводородов.

На Югид-Вуктыльской структурно-надвиговой ловушке в поисковой скважине №1 в аллохтоне из песчаников среднего девона испытателем пластов в процессе бурения получен приток бессернистого газа (по пересчету) 300 тыс. куб. м/сутки.

В поднадвиговой части прогнозируется крупная объединенная с Еджид-Кыртинской структурой Нижне-Югид-Вуктыльская ловушка площадью более 100 кв. км, с амплитудой 400-500 м.

Наличие нефтяных залежей, по аналогии с ЗападноСоплесским месторождением, возможно и в доманиково-турнейском комплексе в автохтонной части надвига, связанные с рифогенными ловушками и «доманикитами».[1]

Выводы:

Сегодня вопрос освоения Среднепечорского поперечного поднятия и прилегающих территорий имеет исключительно важное значение для Республики Коми, как в экономическом, так и в социальном плане: позволит сократить отток населения из богатейшего минерально-сырьевого региона за счет разведки и добычи углеводородов.

Из анализа сведений по нефтегазоносности изучаемой территории Среднепечорского поднятия следует, что основным перспективным объектом поисков углеводородов является среднедевонско-нижнефранский терригенный НГК.

Нефтяные залежи предполагаются в доманиково-турнейском НГК, приуроченные к рифам и трещиноватым «доманикитам» и имеющие разную плотность, от легкой до тяжелой.

Библиографический список:

1. Грунис Е.Б., Ростовщиков В.Б., Сбитнева Я.С., Колоколова И.В., Ахметжанова З.М. Новые представления о строении Предуральского краевого прогиба в связи с нефтегазоносностью // Геология нефти и газа. – 2021. – № 1. – С. 7–18. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-1-7-18.
2. Никонов Н.И., Куранов А.В. Перспективные направления ГРП на нефть и газ в Предуральском прогибе // Фундаментальный базис инновационных технологий нефтяной и газовой промышленности: Материалы Всерос. науч. конф., посвящ. 30-летию ИПНГ РАН, 11–13 октября 2017 г. М., 2017. С. 116–117.

УДК:553.98:550.814[629.783:525](575.172)

Прогнозирование ловушек нефти и газа на основе комплексного анализа материалов космогеологических и геолого-геофизических исследований по территории Айбугирского и Шорджинского поднятий южного Устюрта

Мухутдинов Н.У.

Государственный Комитет по Геологии и минеральным ресурсам, г. Ташкент

Бикеева Л.Р., Адылов Д.М., Юлдашева М.Г., Акрамова Н.М., Умаров Ш.А.

АО «Институт геологии и разведки нефтяных и газовых месторождений», г. Ташкент

Аннотация: При проведении геологоразведочных работ в пределах нефтегазоносных регионов Узбекистана применяются современные методы дистанционных исследований, которые характеризуются широким использованием материалов космической и топографической съемки при проведении как региональных, так и детальных нефтегазопоисковых работ. Структурное дешифрирование материалов космической съемки позволяет трассировать на значительные расстояния тектонические нарушения, зафиксированные сейсморазведкой, устанавливать новые тектонические зоны, в том числе флексурно-разрывные зоны и зоны повышенной тектонической трещиноватости, выявлять аномальные участки, связанные с проявлением в ландшафте погребенных локальных антиклиналей, т.е. результаты дешифрирования содержат принципиально важные сведения о глубинном строении осадочного чехла и складчатого основания. Внедрение в поисковый процесс дистанционных исследований существенно увеличивает количество выявленных объектов, т.е. дешифрирование КФС и топокарт позволяет в относительно короткое время и без значительных затрат выявлять новые и подтверждать намеченные объекты и тем самым способствует пополнению фонда перспективных локальных объектов

Устюртский регион один из основных нефтегазоносных регионов Узбекистана. Он состоит из ряда тектонических элементов, которые, несмотря на общность геологического строения и истории тектонического развития, по целому ряду особенностей отличны друг от друга (рис.1). На сегодняшний день главные поисковые объекты сосредоточены в пределах Судочьего прогиба, Бердахского и Куаныш-Коскалинского валов [1].

В свою очередь одной из весьма перспективных на поиски залежей УВ является территория Южного Устюрта, в пределах которой открыто два газоконденсатных месторождения Шапахты и Джел. Потенциал нефтегазоносности тектонических подразделений региона - Айбугирского и Шорджинского поднятий на сегодняшний день расценивается достаточно высоко. Расположены они в пределах Центрально-Устюртской системы дислокаций, в разрезе которого выделяются три структурных комплекса. Нижний

структурный комплекс (фундамент) имеет ниже-среднепалеозойский, местами возможно и докембрийский возраст, затем выделяется промежуточный структурный этаж (ПСЭ) который представлен в основном отложениями пермо-триасса. Третий структурный комплекс это осадочный чехол, который включает в себя отложения мезо-кайнозоя. На современном этапе проведенных ГРП по территории исследований пробурено две скважины глубокого бурения скважины №1 Азия Жолбарасы и скважина №1 Сатбай, которыми впервые для Устюртского региона вскрыт уникальный разрез [2], представленный галогенной формацией нижепермского возраста кунгурского яруса. Образования представлены отложениями каменной соли с прослоями черных известняков, реже ангидритов (рис.2).

Границы тектонических элементов:

- а- I порядка;
 - б- II порядка;
 - в- III порядка;
 - г- региональные тектонические нарушения;
 - д- газоконденсатные месторождения
- | | |
|----------------|-------------------|
| 1-Шахпахты | 15-Арслан, |
| 2-Джел | 16-Инам, |
| 3-Куаныш | 17-Бердах- |
| 4- | Ш.Бердах, |
| Г.Борсакельмес | 18-Шарк. Бердах |
| 5-Акчалак | 19-Кызылшалы |
| 6-Карачалак | 20-Шагырлык |
| 7-Кокчалак | 21-Шеге |
| 8-Бескала | 22-Зап.Арал |
| 9-Тиллали | 23-Куйи Сургиль |
| 10-Сайхун | 24-Кушкаир |
| 11-Урга | 25-Аралык |
| 12-Дали | 26-Куйи.Ш. Бердах |
| 13-Арал | 27-3.Куйи Сургиль |
| 14-Сургиль | |

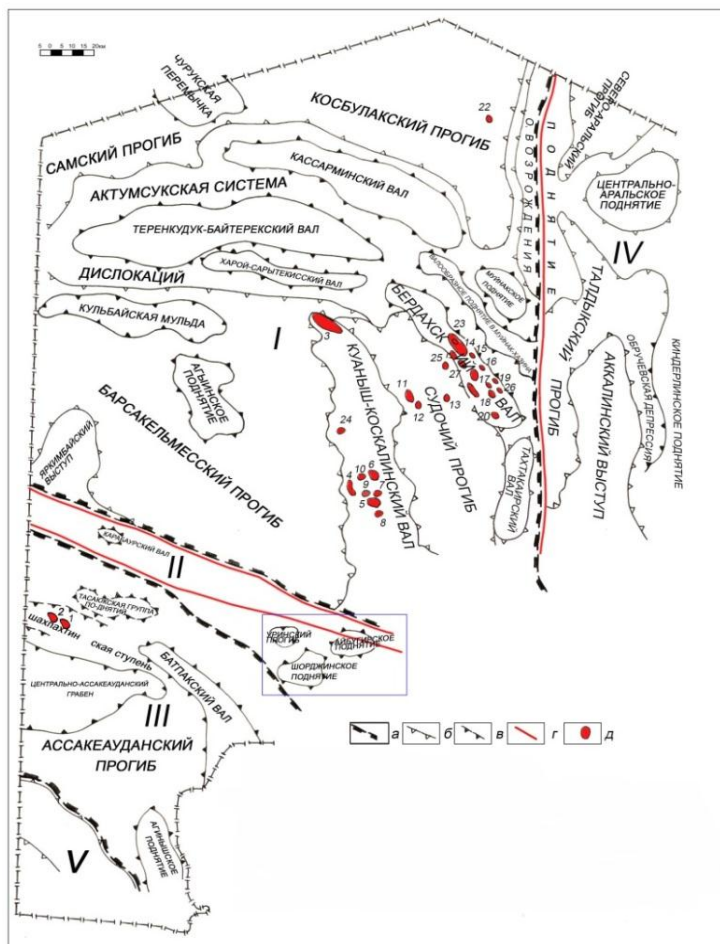


Рисунок 1 - Схема тектоники по осадочному чехлу (авт. Хегай Д.Р., Юлдашева М.Г., 2006 г.)

По полученным скважинным данным и их сопоставлением с геологическим материалом сопредельной площади Ербурун 1П (Казахстан) вскрытый разрез в скв.№1 Азия Жолбарасы в интервале 1424-3528м представлен галогенно-карбонатно-терригенным комплексом отложений датированный, как нижняя пермь. Мощность галогенной формации составила 1855 м.

Битуминологические исследования керн и шлама [3] отобранного в нижепермском разрезе в скважине №1 Сатбай и №1 Азия Жолбарасы выявили высокую их насыщенность битумоидами. Так в изученных нижепермских породах (инт.2168 -2510м) содержание органического углерода (Сорг) составила 0,8-5,09%. В черных известняках (инт.2168-2174м) и темно-серых черных аргиллитах (инт.2505- 2510м) зафиксированы микробитумопроявления (ХБА 0,125-0,372%). По данным инфракрасной спектроскопии в составе этих битумоидов основную роль играют алифатические структуры, ароматика представлена моно-, би- и полизамещенными структурами. В небольшом количестве присутствуют кислородные соединения. В целом по составу изученные битумоиды Сатбая близки к нефтям. Уникальность данного открытия и связанные с ней возможные перспективы подтверждаются получением слабых притоков газа при испытании отложений нижней перми в скважине №1 Азия Жолбарасы.



Инт. 3052,0-3058,0 м.
Каменная соль серовато-бежевого цвета



Инт. 2404,0-2409,0 м
Каменная соль (галит), матовая, участками полупрозрачная, кристаллическая, с прослоями серой, микрослоистой, гидрослюдистой глины, слабо известковистой, сильно перемятой, брекчированной.



Инт. 2168-2174 м.
Черный битуминозный глинистый известняк со слабым коричневатым оттенком.

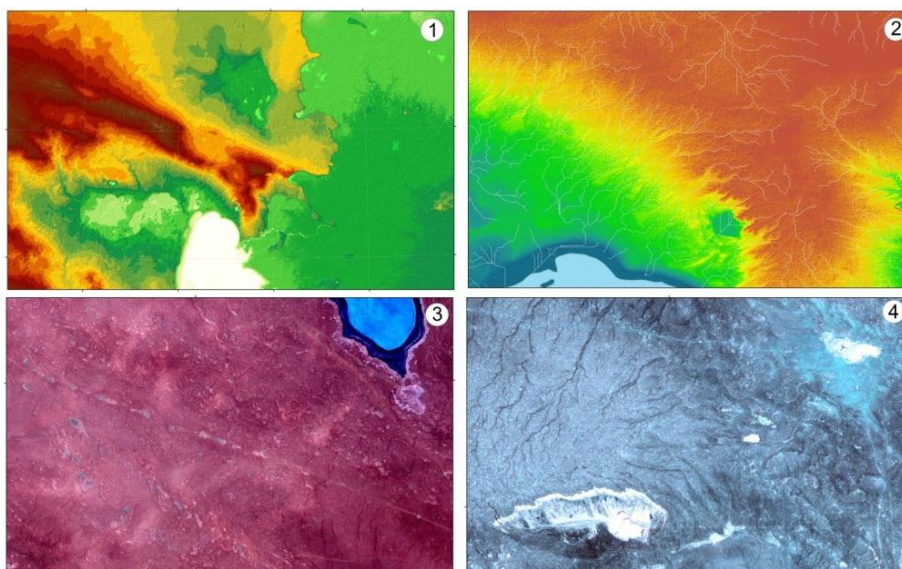
Рисунок 2 - Керновый материал по скважине №1 Сатбай
(авт. Шарафутдинова Л.П., Джалилов Г.Г.)

Проведенные лабораторные исследования и их результаты свидетельствуют о сложности геологического строения территории исследований и о наличии ряда вопросов, решение которых на сегодняшний день является достаточно актуальными. В прилегающих районах Казахстана к подсолевым карбонатным отложениям приурочены крупные нефтяные месторождения.

Развитие новых тенденций нефтегазогеологической науки требуют по-новому взглянуть на выбор как оптимальных районов поиска. Этот вопрос должен решаться на научной основе с использованием результатов теоретических исследований и эффективных инновационных методов. Особая роль при этом возлагается на дистанционные исследования, которые способны выявлять важную структурно-тектоническую информацию о глубинном геологическом строении осадочного чехла [4]. В этой связи, по территории исследований были проведены космогеологические исследования с целью получения дополнительной структурно-тектонической информации о глубинном строении ПСЭ и осадочного чехла (юра), а также выделения объектов, перспективных на поиск структурных ловушек УВ. Для получения максимально-возможного и объективного объема информации авторами в работе использованы цифровые и разновысотные спутниковые снимки различных типов съемок, содержащие, как правило, взаимодополняющую и взаимоподтверждающую информацию (рис.3).

Основная задача структурного дешифрирования космофотоснимков заключалась в: выявлении элементов (различных компонентов рельефа) характеризующих структурно-тектонические особенности; выявлении индикационных признаков пликативных и дизъюнктивных дислокаций и закономерностей в их расположении и строении; выявлении локальных структур идентифицируемых с погребенными локальными антиклиналями.

Первостепенное значение при проведении структурного дешифрирования придавалось выявлению разрывных нарушений, начиная от крупных тектонических разломов до различного типа флексур и трещин [4]. Основными дешифрировочными критериями выделения разрывных нарушений для Устюртского региона служат: уступы в рельефе, имеющие прямолинейные очертания; линейно протягивающиеся возвышенности; прямолинейные участки временных протоков; прямолинейные полосы, занятые такырами и карстовыми воронками; западины солончаков, расположенные цепочкой; прямолинейный контакт различных генетических типов рельефа; сосредоточенный сток, возникающий в результате слияния ряда протоков; спрямленные участки или резкие изгибы тальвегов временных водотоков; соприкосновение по одной границе разновозрастных геологических образований и т.д. Также заслуживает особенно пристального внимания при выполнении структурного дешифрирования выделение элементов пликативной тектоники, поскольку именно эти объекты соответствуют локальным структурам осадочного чехла, т.е. тектоническим элементам, поиски которых являются одной из основных задач при геолого-разведочных работах на нефть и газ [5].



- 1- Радарно - топографический снимок в обработке DEM-3D; 2- Радарно - топографический снимок с высотной классификации рельефа с выделением тальвегов палеодолин;
 3- Landsat 7ETM+ в синтезировании диапазонов 0,520-0,900 μm +2,09-2,35 μm +0,630-0,690 μm +0,450-0,515 μm ; 4- Landsat ETM в синтезировании трех диапазонов 0,450-0,515 μm + 2,09-2,35 μm + 0,520-0,900 μm +0,630-0,690 μm

Рисунок 3 - Уstyуртский регион (южная часть). Фрагменты синтезированных космоснимков различных спектральных диапазонов электромагнитного спектра Landsat 7 ETM+ и радарно-топографической съемки SRTM

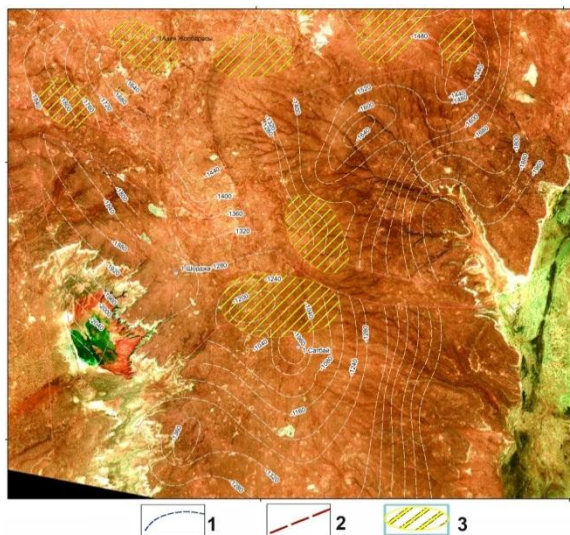
Критерии выделения пликативных структур по КФС - локальных поднятий следующие: радиальное расположение тальвегов; овалыные изгибы; овалыные одиночные положительные формы рельефа (холмы, валы, гряды); положительные и отрицательные микроформы; относительно повышенное меандрирование, а также образованием аномально узких и протяженных меандр на сопряженных с поднятием участках; изменением общего направления стока, иногда сопровождающегося обтеканием поднятия; в резком ослаблении аккумуляции в пределах самого поднятия [4].

Большая часть перечисленных выше форм и элементов рельефа находит свое отражение на топографических картах. Поэтому наряду с дешифрированием КФС выполнялся анализ разномасштабных топографических карт. Поверхность плато Уstyурт почти полностью соответствует слабонарушенной структурно-денудационной поверхности сарматских известняков, поэтому горизонтали на топокартах можно рассматривать (в первом приближении) в качестве изогипс структурной поверхности сарматских образований. Особенно четко это проявилось в неотектонически наиболее активизированных участках площади (Хакберды, Азия Жолбарасы, Сатбай). На топокартах и структурной карте кровли сармата хорошо выражены практически все известные на сегодняшний день поднятия. В пределах Уринского прогиба неотектонические движения проявлялись менее интенсивно. На этом участке рельеф имеет выположенный характер и отражается на топокартах редкими, разнесенными на большие расстояния горизонталями.

Но хотелось бы отметить, что практически все, даже малоамплитудные (в пределах первых десятков метров) тектонические структуры, нашли отражение в рельефе. В этих условиях конфигурация горизонталей несет информацию об общем характере строения территории, в первую очередь, о простирации структурных элементов. Выполненное структурное дешифрирование КФС и топокарт, которое было проведено с целью непосредственного выявления особенностей глубинного структурно-тектонического строения территории, позволил в некоторых случаях подтвердить и уточнить плановое положение и простирацию выделенных линейных и площадных разнопорядковых структурных подразделений в целом или их отдельных элементов.

Согласно принятой методике по определенной схеме, включающей в себя последовательные стадии, выполнялась комплексная интерпретация. На первой стадии выполнялось сопоставление выделенных по результатам дешифрирования КФС и топографических карт линейных и площадных элементов. Результатом такого сопоставления явилось выделение локальных морфоаномалий, выраженных кольцевыми структурами и положительными формами рельефа (площадные перспективные объекты). Важно подчеркнуть, что линеаменты и изометричные объекты (концентры) являются разрывами, рассекающими осадочную толщу. То обстоятельство, что практически все разрывы выражены на поверхности уступами, углублениями, перегибами (изменением наклона) не оставляет и капли сомнения о тектонической природе выделенных элементов. Здесь нарушения имеют вертикальную направленность, что существенно облегчает увязку данных дешифрирования КФС с геолого-геофизическими материалами.

Для территории исследований наиболее характерным примером выраженности в рельефе являются линеаменты северо-западного направления, расположенные в пределах Центрально-Устьюртской системы дислокаций, отвечающие разрывным нарушениям, выделенным ООО «Kossog Operating Company». Разломы, откартированные сейсморазведкой четко фиксируется цепочкой узких линейно-вытянутых в северо-западном направлении солончаков, и карстовых воронок (рис.4).



1-Изогипсы отражающего горизонта T_V , приуроченного к поверхности отложений нижней перми (авт.Сабуров Н.Б.); 2-Разрывные нарушения II порядка, выделенные структурным дешифрированием КФС и сейсморазведочными работами МОГТ 2D по отражающему горизонту T_V ; 3-Морфоаномалии, перспективные на выявление антиклинальных структур, намеченные структурным дешифрированием КФС и топокарт (авт.Бикеева Л.Р., Адылов Д.М.)

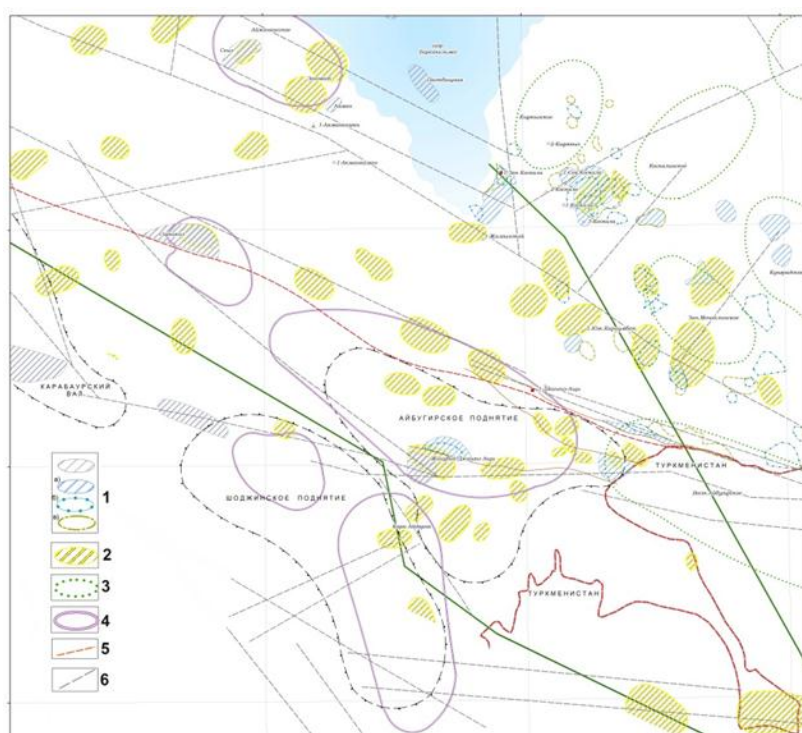
Рисунок 4 - Схема расположения морфоструктурных аномалий

Выделенный по данным структурного дешифрирования КФС структурный блоковый каркас, который характеризуется разнонаправленными, различной протяженности, взаимопересекающимися и ограничивающими друг друга линеаментами (линеаментными зонами). Эти линеаменты (зоны) при сопоставлении со структурными картами (по отражающему горизонту T_{IV} , приуроченному внутри среднеюрских отложений (J_2); T_V , приуроченному к поверхности нижнепермских отложений (P_1); T_{VI} , приуроченному к поверхности среднекарбонных отложений - C_2) определяют положение разрывных нарушений, их морфологию, форму и протяженность. Также комплексирование данных показало, что практически все градиентные зоны, торцовое сочленение поднятий и прогибов, прямолинейные простирания изогипс являющиеся фактически индикационными признаками разрывных нарушений на структурных картах, полностью контролируются выделенными линейными элементами дешифрирования КФС (линеаментами).

Это объясняется унаследованным развитием структурных форм чехла в течение мезозойского периода, благодаря чему тектонические деформации нижних секций разреза осадочного чехла представляют собой результат суммирования однонаправленных тектонических движений нескольких фаз складчатости (на границах верхнего палеозоя - верхний карбон-пермь, и мезозойского периода - юры, мела, палеогена и неогена).

Большинство из выделенных дешифрированием перспективных участков (морфоаномалии) нашли свое отражение на глубине в виде локальных поднятий (антиклиналей, гемантиклиналей, структурных площадок).

Целевой совместный анализ дешифрованных признаков этих участков (кольцевые структуры и близкие им в плане своеобразные ландшафты, ограниченные линеаментами) с материалами геологоразведочных работ позволяет рассматривать эти участки, как перспективные на выявление структурных ловушек УВ – предполагаемые антиклинали (рис.5).



1-Локальные структуры выделенные: а- по T_{III} , приуроченному к кровле верхнеюрских отложений (авт. Юлдашева М.Г.), б- по T_{III} , приуроченному к кровле верхнеюрских отложений (авт. Реймов Н.С.), в) по T_{IV} , приуроченному к внутри среднеюрских отложений («Kossor Operating Company»), г) по T_{VI} , приуроченному к поверхности среднекарбонных отложений («Kossor Operating Company»); 2-Морфоаномалии, намеченные структурным дешифрированием КФС (авт. Бикеева Л.Р., Адылов Д.М.); 3-локальные поднятия по данным структурно-геоморфологического анализа (авт. Полканова Л.П.); 4-локальные аномалии силы тяжести (авт. Полканова Л.П.); 5- Разрывные нарушения, выделенные Kossor Operating Company; 6- Генерализованные линеаменты, контролирующие структурный блоковый каркас.

Рисунок 5 - Схема расположения участков (блоков), перспективных на выявление локальных структурных ловушек УВ

Отметим также, что все границы всех элементов территории позиционно полностью совпадают. В тектоническом отношении самой крупной структурой Центрально- Устюртского поднятия является Карабаурский вал, который тянется с северо-запада на юго-восток на расстоянии 150 км при ширине 25-30км и имеет ассиметричное строение (северное крыло более крутое, а южное – пологое). В юго-восточной части выделяются Шорджинское поднятие и Айбугирский вал. Шорджинское поднятие имеет субмеридианальное простирание, Айбугирский вал, в свою очередь, имеет субширотное простирание на расстояние 100км и на востоке сочленяется с Куняургенчским прогибом. На юго-востоке Центрально-Устюртская

система дислокаций ограничена Дарьялык-Дауданским прогибом. В фонде перспективных структур (форма 03-ГР) не числится ни одной структуры. Дешифрированием выделено 16 морфоструктур. Все объекты, характеризуются типовым для локальных антиклиналей Устюртского региона набором дешифрировочных признаков. Из них в качестве первоочередных объектов для постановки поисково-детальных сейсморазведочных работ участка Азия Жолбарасы рекомендуются три морфоструктуры (Вост.Жолбарасы, Шим.Чумсы, Куньол, Соржа и Чумсы).

Практическая ценность выполненных исследований заключается в рациональном выборе оптимальных зон и нефтегазоперспективных участков проведения поисково-разведочных работ, что безусловно будет способствовать открытию залежей нефти и газа и наращиванию ресурсной базы углеводородов Республики Узбекистан.

Библиографический список:

1. Трехмерное моделирование строения нижнеюрских отложений Бердахского вала Северо-Устюртской впадины /Юлдашева М.Г., Эшметова Ш.У., Мухутдинов Н.У.// Материалы XIII Международной конференции «Современные техника и технологии в научных исследованиях» -Бишкек, Научная станция РАН, 28-30 апреля 2021г. с.196-200
2. Оценка перспектив нефтегазонасности нижнеюрских отложений центральной части Устюртского региона по геолого-геофизическим данным/ Мухутдинов Н.У., Юлдашева М.Г., Акрамова Н.М., Ахмеджанова Л.С. //Нефтегазовая геология. Теория и практика.-2019г. т.14.-№1.-http://www.ngtp.ru/rub/2019/8_2019.
3. Литолого-фациальная и стратиграфическая характеристика юрских нефтегазонасных отложений Устюртского региона /Шарафутдинова Л.П., Джалилов Г.Г., Евсеева Г.Б. // Сборник тезисов V Международной молодежной научно-практической конференции «Новые технологии в газовой отрасли: опыт и преемственность». - Москва, 20-22 ноября 2013г. - С. 60.
4. Структурный анализ материалов космических съемок с целью выявления объектов, перспективных на поиски ловушек УВ (Хорезмская моноклираль и прилегающие геоструктурные элементы)/ Бикеева Л.Р. // Всероссийская научно- практическая конференция «Новые направления на нефть и газ, инновационные технологии разработки месторождений, перспективы до-бычи нетрадиционного углеводородного сырья».- Оренбург («ВогоУрал-НИПИГаз»). – 2019.- 18-20 сентября.- 2019 г.- С.10-13.
5. Remote sensing data for structural and geological research of the Republic of Uzbekistan/ Бикеева Л.Р., Юлдашева М.Г. // International Journal of Geology, Earth & Environmental Sciences ISSN: 2277-2081 An Open Access, Online International Journal Available at <http://www.cibtech.org/jgee.htm> 2019 Vol. 9 (3) September-December, pp. 35-40. (04.00.00; № 7).

УДК 551.351: 553.98

Так ли тяжелы нефти нижнепермско-каменноугольных рифов Тимано-Печорской и Волго-Уральской провинций

Богданов Б.П., Матвеева С.Ю., Сенина О.А.

ООО «Тимано-Печорский научно-исследовательский центр», г. Ухта

Заборовская В.В.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Одной из задач наших исследований является предложение направлений для открытия месторождений нефти и газа недропользователями разных форм собственности. Во всем мире ископаемые рифы являются предпочтительными объектами для поисков и добычи нефти и газа. Исключениями не являются Тимано-Печорская и Волго-Уральская провинции, но хотелось бы, чтобы в них эти процессы были бы более интенсивными, учитывая специфику их геологического строения, показанную ниже.

1. В Тимано-Печорской и Волго-Уральской провинциях комплексом геолого-геофизических методов отработана методика выявления, картирования, подготовки к опосредованному бурению рифов раннепермско-каменноугольного возраста (рис.1, 2) [1,2].

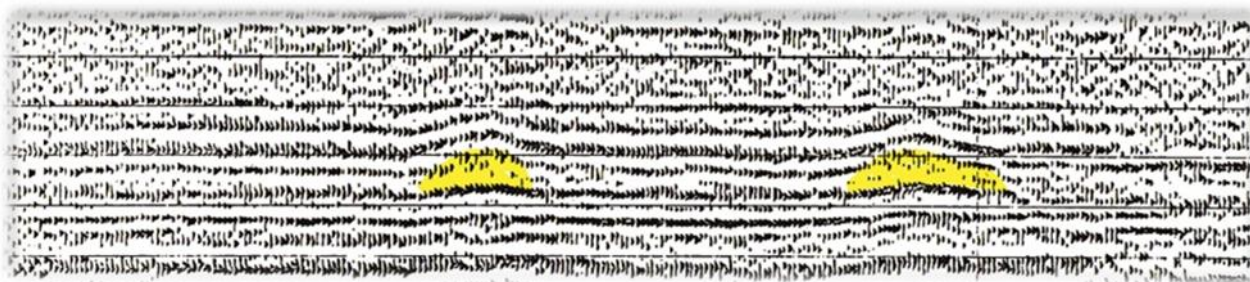


Рисунок 1 - Нижнепермские рифы на фрагменте временного разреза профиля МОГТ-2D (1976г.) на Баяндынской площади

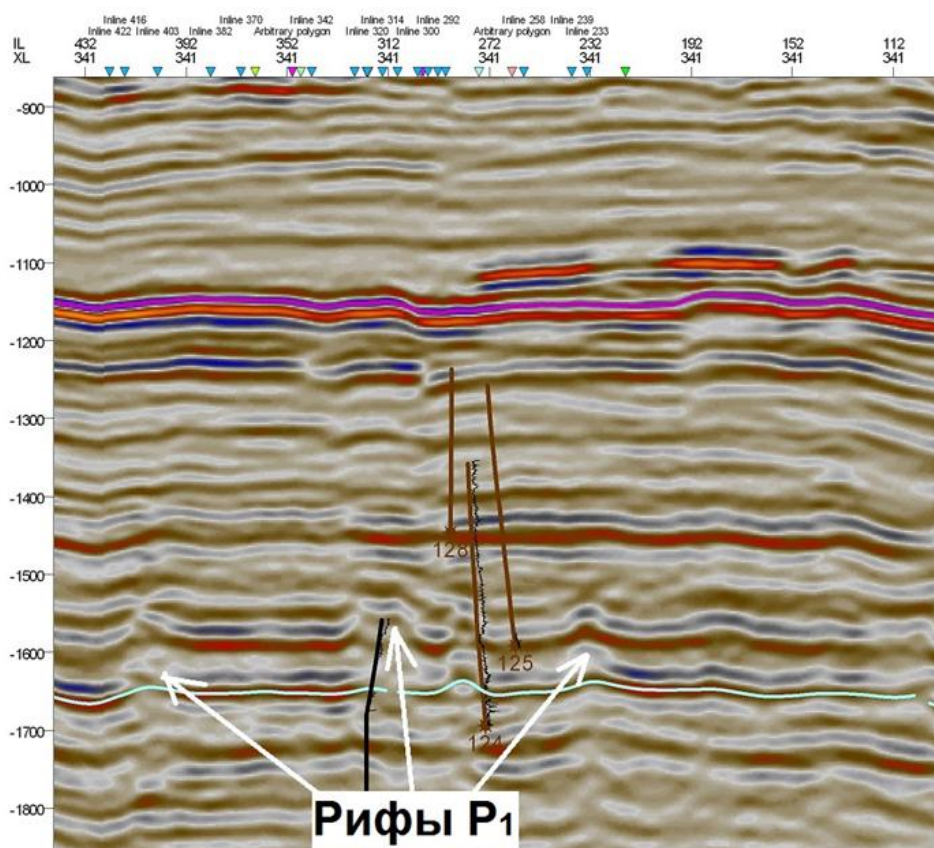


Рисунок 2 - Нижнепермские рифы Хорейверской впадины на фрагменте временного профиля МОГТ-3D

2. На территориях провинций выявлены тысячи одиночных рифов высотой до 500 м с площадью основания от сотен квадратных метров и более, часто создающих сложные системы барьерных рифов протяженностью в сотни километров. Гребни большинства рифов находятся на глубинах 2 000- 2 500 м (рис.3, 4) [1,2].

3. Дебиты нефти при опробованиях и испытаниях рифовых интервалов изменяются от 20-650 м³/сутки до первых единиц.

Приведенная выше карта расположения нижнепермских рифов и месторождений в них стремительно меняется за счет появления новых рифов, которые уверенно картируются сейсморазведкой МОГТ -3Д, объемы которой значительно возросли в последнее десятилетие. Часто такими работами подтверждаются одиночные рифы, ранее выявленные в виде аномалий; иногда отдельные аномалии в связи со спецификой объемной съемки превращаются в сложные системы барьеров, которые, как мы раньше показали на примере вала Сорокина (рис.5), похожи на «кровеносную систему» [3].

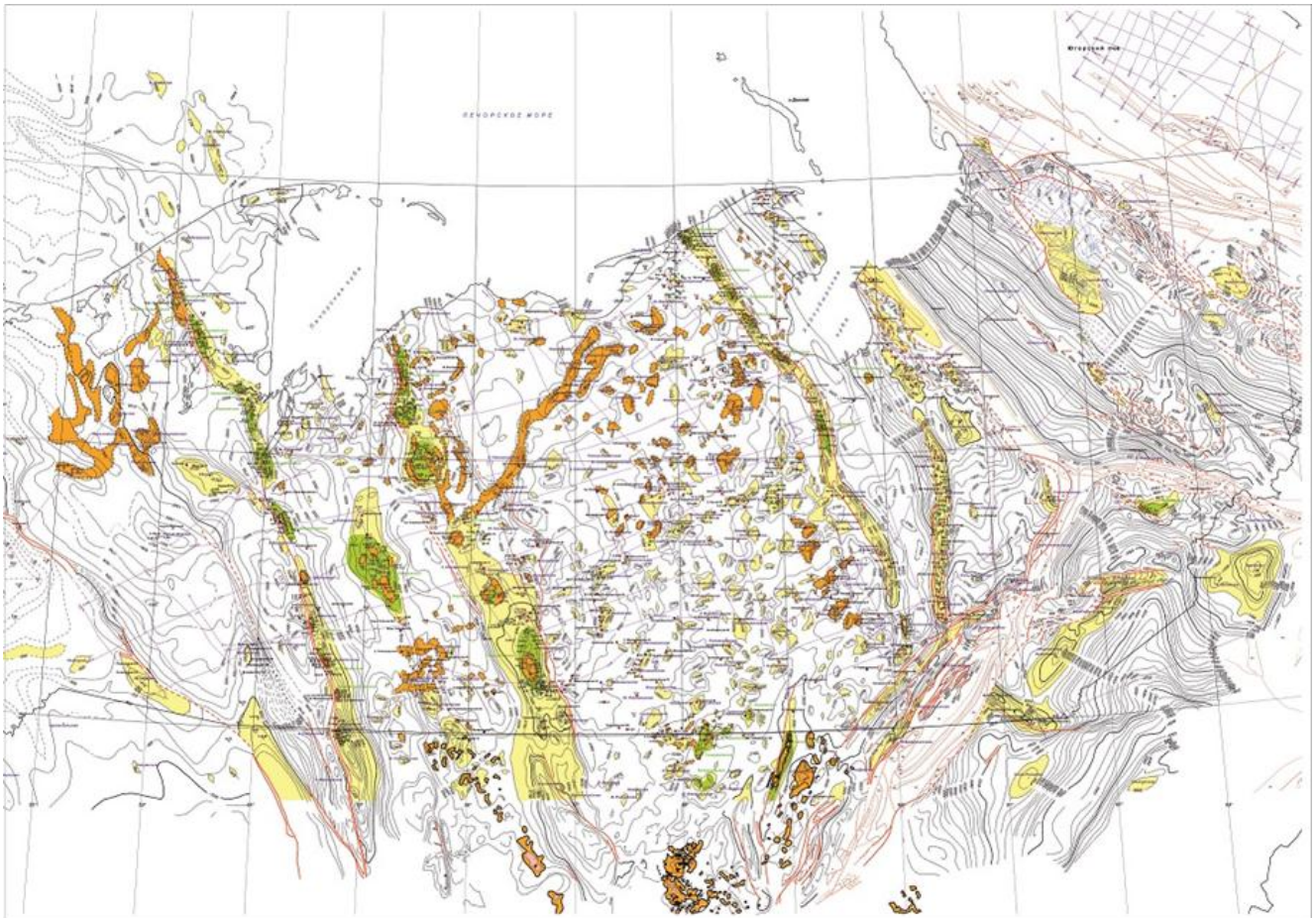


Рисунок 3 - Нижнепермско-каменноугольные рифы севера Тимано-Печорской провинции (составили Б.П. Богданов, С.Э. Терентьев, 2013)

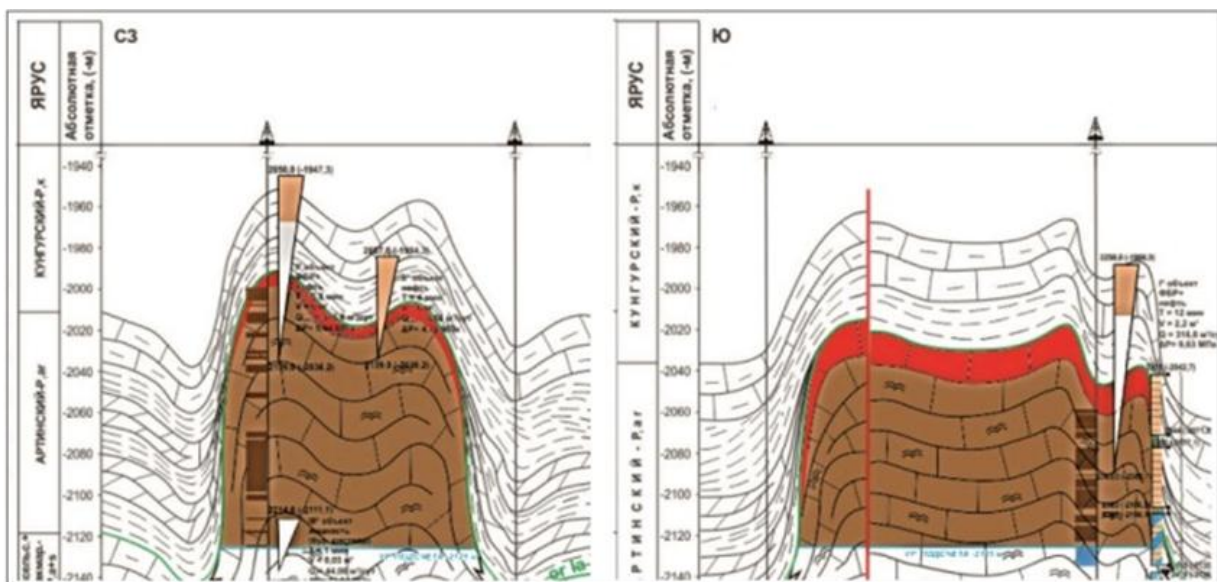


Рисунок 4 - Литолого-геологические профили через продуктивные рифы месторождений Хорейверской НГО

Фрагменты такой системы можно видеть на севере Денисовской впадины на давно открытом Коровинском нефтегазоконденсатном месторождении (рис.6) [5], на севере Колвинского мегавала (рис.7). В 2005 г. была спрогнозирована по материалам МОГТ-2Д кольцевая рифовая постройка на Восточно-Баяндынской площади (Богданов, Панкратова, 2005г.), которая после проведения ЛУКОЙЛом МОГТ-3Д превратилась в «кровеносную систему» с Лесным рифом высотой не менее 340 м, заполненным нефтью (рис.7) [4].

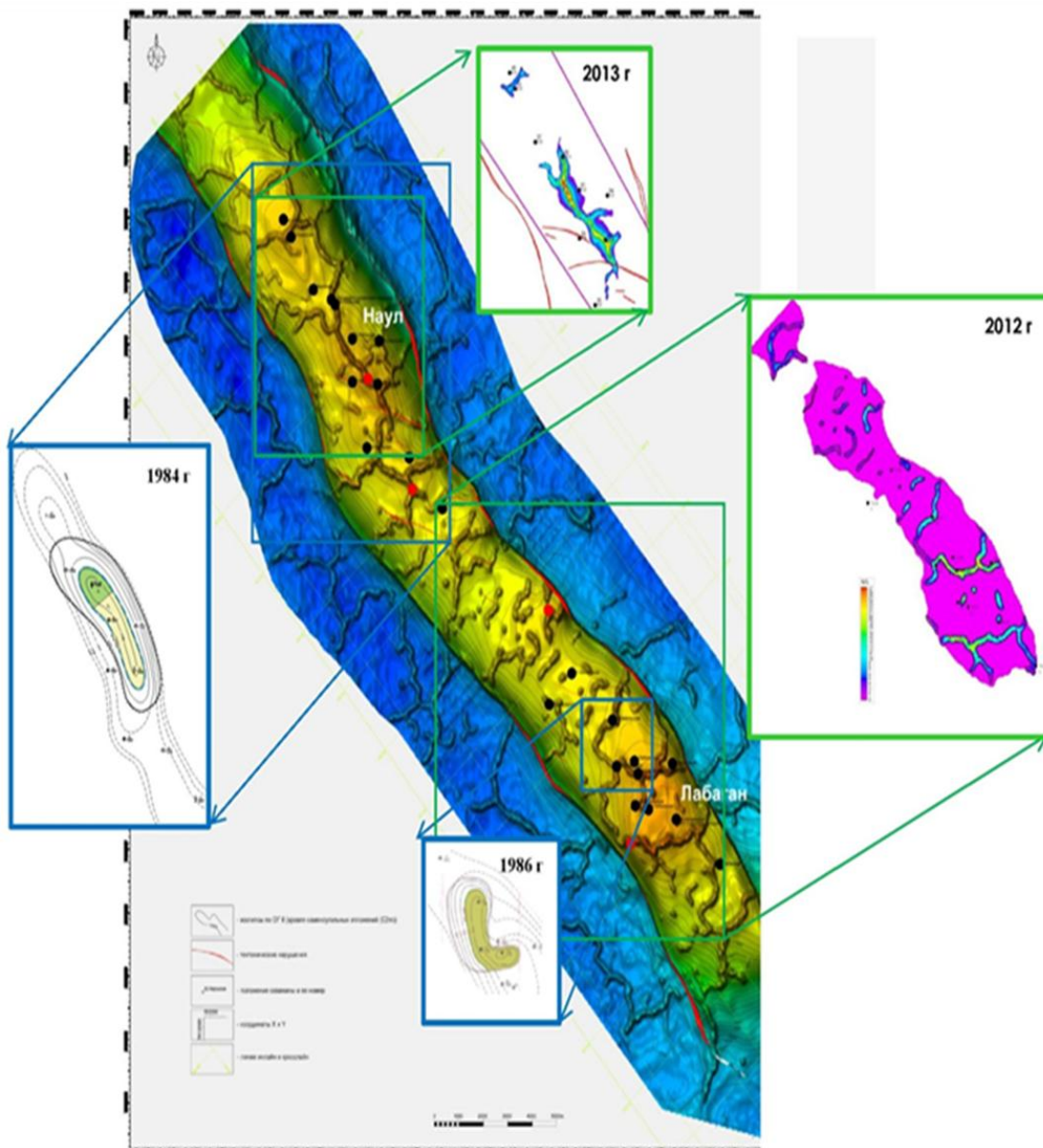


Рисунок 5 - Модель рифового комплекса P_{1a+s} вала Сорокина во времени (Самойлов, 2014)

Разрозненные данные немногих проб нефтей, отобранных из рифовых залежей, указывают на дифференциацию их свойств – в единой залежи нефти облегчаются с уменьшением глубины отбора пробы; а некоторые залежи имеют газовые шапки даже при малых их глубинах. В этом смысле очень показательное строение залежей в нижнепермских рифах Ишимбайского, Южно-Введеновского месторождений Башкортостана, которые в подошве имеют переходную зону с нетекучей битуминозной нефтью высотой до десятков метров (рис. 8, 9). На Южно-Введеновском месторождении с газовой шапкой при высоте нефтяной залежи 210 м плотность пластовой нефти изменяется вверх по разрезу от 0,789 до 0,728 т/м³.

4. Ресурсы рифов могут составлять от десятков тысяч до млн. тонн углеводородного сырья, что позволяет считать их рентабельными для освоения. Например, геологические запасы нефти разрабатываемого Южно-Введеновского месторождения превышают 3,0 млн. т при площади залежи 1,5 кв. км. При этом надо подчеркнуть, что очень часто нижнепермские рифы образуются над верхнедевонскими и даже рифейскими, что повышает вероятность наличия многопластовых залежей углеводородов, что существенно повышает экономику их разработки. Такую ситуацию можно ожидать в Денисовской и Хорейверской впадинах, на Колвинском мегавале, в Коротайхинской, Косью-Роговской, Большесынинской впадинах, на прогнозируемых нами «российских Карачаганаках» [6].

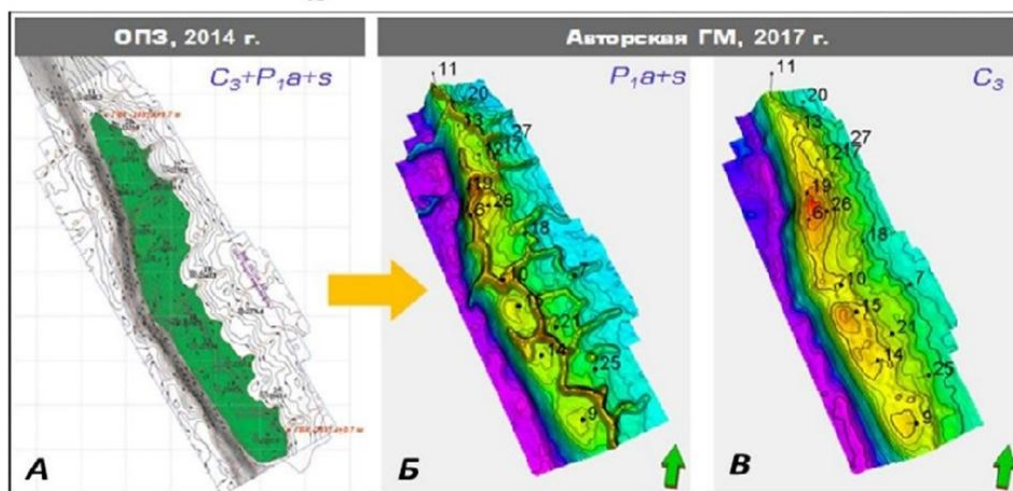
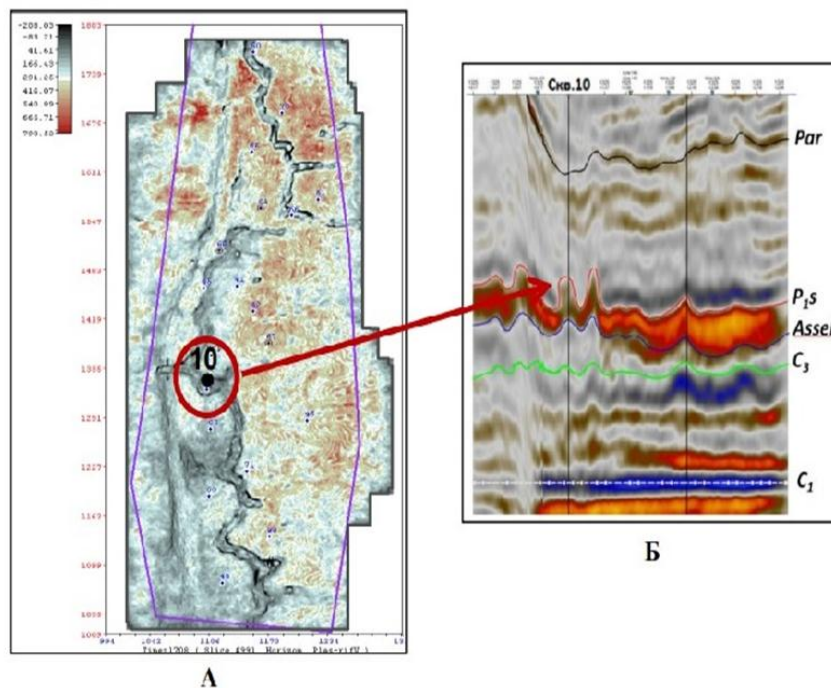


Рисунок 6 - «Кровеносная система» рифов Коровинского нефтегазоконденсатного месторождения

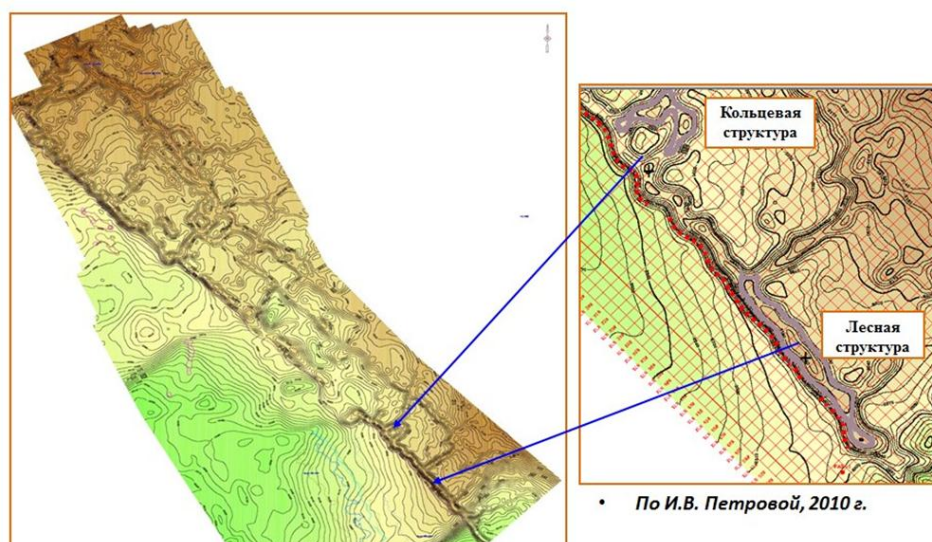


Рисунок 7 - Линейные рельефные органогенные постройки края карбонатной платформы в Денисовской впадине и на Колвинском мегавалу (И.Ю. Беда, 2010)

Выводы:

1. Представляется, что в Тимано-Печорской и на севере Волго-Уральской провинций сдерживающим фактором для опробования бурением являются немногие результаты разбуривания одиночных нижнепермских рифов, когда были получены незначительные притоки тяжелых и высоковязких нефтей в неоптимально заложенных скважинах.

2. На примере лучше изученных залежей в разновозрастных рифах перми-карбона Башкортостана, где гребень рифов вскрывается на глубинах до 500 м, этаж нефтегазоносности достигает 400 м при высоте рифов свыше 600 м, можно видеть дифференциацию свойств нефти в них от битуминозных нетекучих до сравнительно легких подвижных нефтей с газовыми шапками, которые успешно разрабатываются.

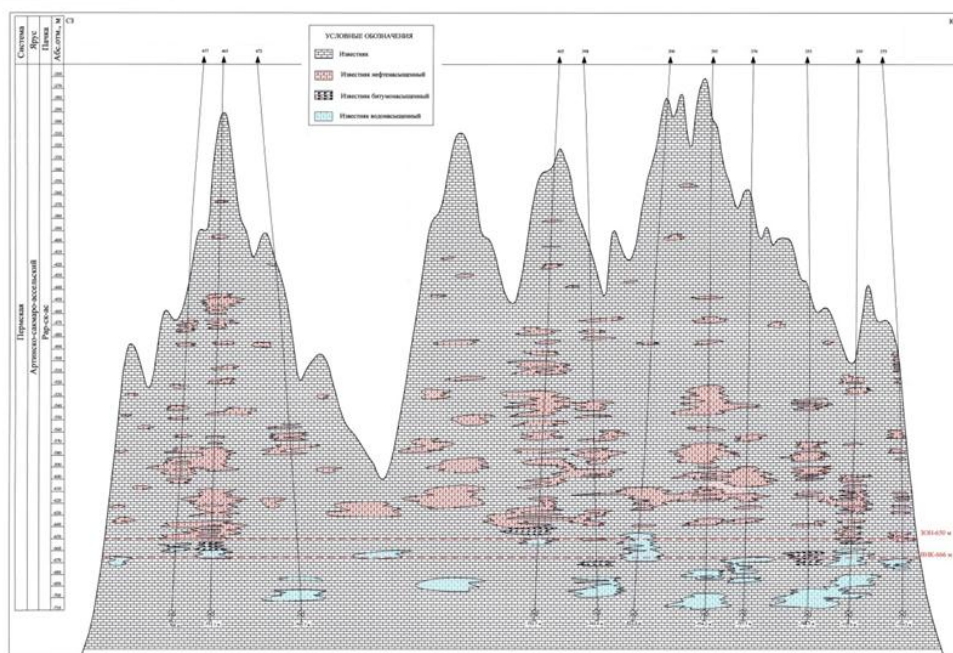


Рисунок 8 - Особенности строения нефтяных залежей в нижнепермском рифе Ишимбайского месторождения Башкортостана

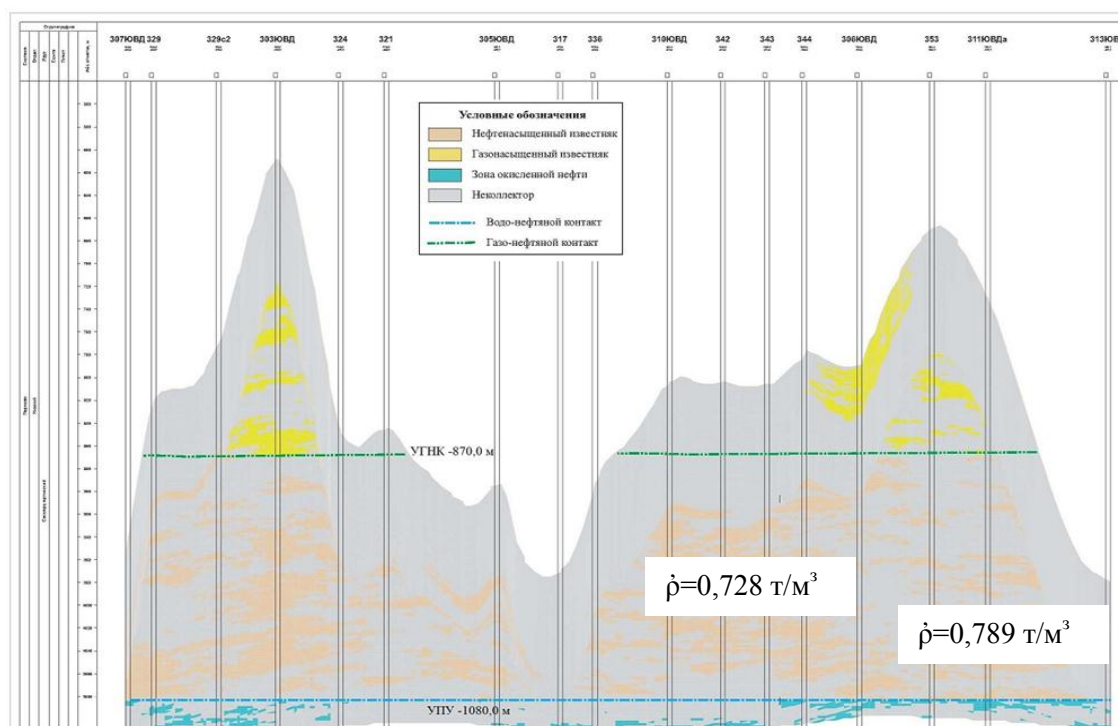


Рисунок 9 - Газонефтяная залежь в нижнепермском рифе Южно-Введенковского месторождения Башкортостана

3. Необходимо в высоких рифах осуществлять отбор проб нефти на анализы через интервалы до 20 м, чтобы иметь реальные параметры для оценки запасов и разработки.

4. Результаты проведенного анализа нефтегазоносности рассматриваемых рифов должны подвигнуть нефтегазовые корпорации, прочих недропользователей и желающих ими стать лиц к лицензированию и разработке высокодебитных рифов перми-карбона.

Библиографический список:

1. С.Э. Терентьев, Б.П. Богданов, Е.И. Панкратова. Карбонатные постройки перми-карбона Севера Тимано-Печорской провинции и их свойства.- Материалы юбилейной научно-практической конференции, посвященной 75-летию Тимано-Печорского научно-исследовательского центра (сентябрь 2013). – Киров. С. 56-65.
2. Б.П. Богданов, В.В. Заборовская, Ю.С. Кузьменко. Каждому жителю провинции по рифу. - Рассохинские чтения, Ухта, 2018. С.28-33.
3. А.В. Самойлов. Возможности широкоазимутной съёмки при прогнозировании карбонатных объектов Тимано-Печорской провинции.- Геомодель – 2014. Россия, Геленджик, 08 – 11 сентября 2014 г.
4. Б.П. Богданов. Отображение элементов нижнепермско-каменноугольных рифов Тимано-Печорской и Волго-Уральской провинций комплексом геолого-геофизических методов в связи с перспективами нефтегазоносности. -Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Тимано-Североуральского региона. Материалы научно-практической конференции, посвященной 80-летию Тимано-Печорского НИЦ: Сборник докладов.- Киров:ООО «Кировская областная типография», 2019 . С. 47-57.
5. Ю.Р. Мамеева, Е.Е. Боровкова, В.А. Ванин. Концептуальная модель нижнепермских органогенных построек проекта «Печора-СПГ». - ООО «Тюменский нефтяной научный центр». Журнал «Нефтяная провинция», № 4-2018. С. 73-85.
6. Б.П. Богданов, В.В. Заборовская. «Российские Карачаганаки» в связи с перспективами нефтегазоносности.- Материалы всероссийской научно-технической конференции «Комплексное изучение и освоение недр Европейского севера России. УГТУ - Ухта, 2021. С.10-16.

УДК 622.276

Экологически безопасная технология повышения эффективности добычи высоковязкой нефти для объектов с опережающим обводнением

Бязров Р.Р., Подопригора Д.Г.

ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский Горный Университет», г. Санкт-Петербург

В связи с постепенной выработкой основных запасов нефти как в России, так и в мире, актуальным становится разработка месторождений, содержащих высоковязкую и сверхвязкую нефть (более 30 мПа*с). В одном из основных нефтедобывающих регионов России – Западной Сибири – запасы высоковязкой нефти, преимущественно сосредоточены в пластах Покурской свиты (ПК). Эти пласты характеризуются неоднородной структурой и проницаемостью от 0,05 до 5 мкм², также дополнительной особенностью пластов являются ранние прорывы воды при внедрении систем поддержания пластового давления. Для оптимизации технологии добычи нефти из таких залежей необходимо рассмотреть возможные технологические решения для предупреждения и борьбы с ранней обводненностью.

При решении проблемы опережающего обводнения важной задачей является анализ геологических особенностей залегания пласта, свойств и состава пластовых флюидов, а также истории и динамики разработки месторождения. Для этого необходимо применение методов химического и лабораторного анализа, промысловых геофизических и геологических исследований, а также аналитических методов анализа. Данные мероприятия позволяют проанализировать причины ранних прорывов воды.

Как правило, основной причиной опережающего обводнения в случае неоднородных залежей высоковязкой нефти является повышенная подвижность вытесняющего агента (воды) по сравнению с подвижностью вытесняемого агента (нефти). Далее на основании накопленного отечественного и мирового опыта в аналогичных геолого-физических условиях были рассмотрены основные решения данного вопроса. Например, на Восточно-Мессояхском месторождении в ходе разработки пласта ПК₁₋₃ было принято решение о проведении ОПР по внедрению технологии полимерного заводнения [1]. Данный пласт характеризуется вязкостью нефти 110 мПа*с, неоднородным геологическим строением и проницаемостью от 0,05 до 5 мкм².

Впервые в условиях холодного климата, отсутствии инфраструктуры и круглогодичных путей сообщения на опытном участке была успешно реализована закачка полимерной композиции в объеме 10% порового пространства, протестированы параметры закачки и отклик пласта, установлена реакция добывающих скважин (дополнительная добыча за весь пилотный проект составила 17200 тонн) и подтверждена экономическая эффективность технологии.

После уточнения основных технологических параметров закачки по результатам первого пилотного проекта, на другом опытном участке пласта ПК₁₋₃ Восточно-Мессояхского месторождения был проведен второй пилотный проект. В результате была реализована закачка полимерной композиции в объеме 3,5% порового пространства, получено 13 176 тонн дополнительной нефти, удельный эффект от закачки на тонну полимера составил 59 тонн дополнительно добытой нефти. Также отмечается положительная экономическая составляющая данного проекта и в настоящее время рассматривается тиражирование технологии на пласте ПК₁₋₃ [2].

Таким образом, внедрение технологии полимерного заводнения на пластах ПК Западной Сибири способствует увеличению коэффициента охвата пласта процессом заводнения за счет:

- Предотвращения языковых прорывов воды;
- Выравнивание профиля приёмистости нагнетательной скважины, за счет более ровного продвижения фронта вытеснения;
- Возникновения явления фактора сопротивления и остаточного фактора сопротивления.

Технология увеличения нефтеотдачи с помощью закачки полимеров применяется с конца 1960-х годов, и на данный момент в мире насчитывается более 300 проектов полимерного заводнения, при этом в России счет пока идет на единицы. При этом необходимо отметить, что несмотря на то, что полимерное заводнение чаще используется как третичный метод добычи (то есть после традиционного заводнения), применение его на новых месторождениях высоковязкой и сверхвязкой нефти показывает лучшие результаты, что подтверждается опытно-промышленными испытаниями на месторождении Pelican Lake [3].

Для подтверждения технологической эффективности базовым доказательством может выступать расчет на основе уравнения неразрывности и модели двухфазной фильтрации Бакли-Левретта:

$$f(s) = \frac{k_w(s)}{k_w(s) + \frac{\mu_w}{\mu_n} \cdot k_n(s)} \quad (1)$$

где $f(s)$ – Функция Бакли-Левретта;

S – текущая водонасыщенность пласта;

$k_w(s)$ – текущая фазовая проницаемость по воде, в зависимости от водонасыщенности;

$k_n(s)$ – текущая фазовая проницаемость по нефти, в зависимости от водонасыщенности;

μ_w – вязкость воды в пластовых условиях;

μ_n – вязкость нефти в пластовых условиях.

Для построения модели были использованы кривые относительных фазовых проницаемостей одного из месторождений высоковязкой нефти Западной Сибири. Проводился сравнительный анализ традиционного заводнения с заводнением полимерными составами вязкостью 10, 30, 50 мПа*с. Вязкость нефти и воды 70 и 1 мПа*с, соответственно.

Общий вид графиков функции Бакли-Левретта для различных вытесняющих агентов представлен на рисунке 1.

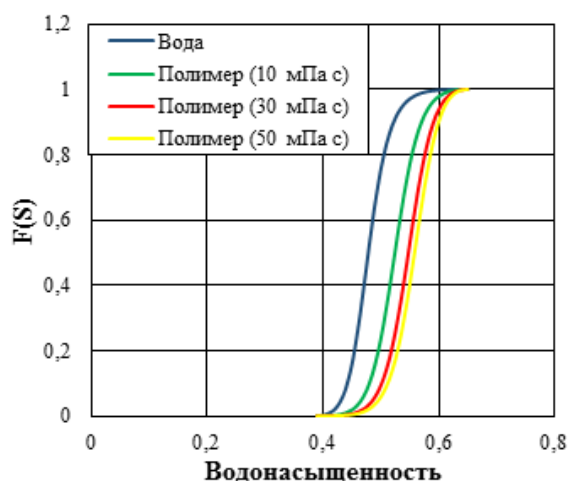


Рисунок 1 - Функции Бакли-Левретта для вытеснения различными жидкостями

Как видно из рисунка 1 внедрение полимерного заводнения способствует выравниванию фронта вытеснения, прорыв воды происходит позднее. Примерный вид фронта вытеснения с повышением вязкости вытесняющей жидкости представлен на рисунке 2.

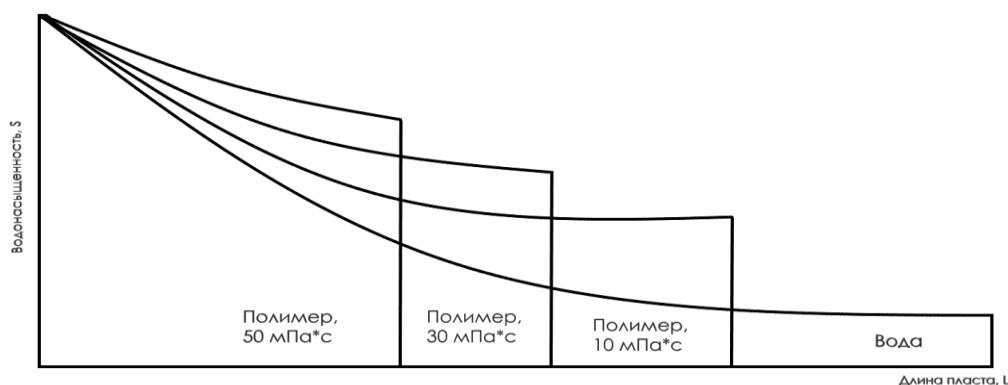


Рисунок 2 – Фронт вытеснения нефти, в зависимости от вязкости вытесняющей жидкости

По итогам построения моделей доказана эффективность внедрения технологии полимерного заводнения на вышеуказанных пластах. Длительность безводного периода при вытеснении нефти полимерным раствором вязкостью 10 мПа*с, 30 мПа*с, 50 мПа*с составила 7,1; 7,9, 8,2 лет, соответственно, когда при вытеснении водой это время составляет 5,1 лет. Также отмечается увеличение конечного КИН при вытеснении нефти полимерным раствором вязкостью 10 мПа*с, 30 мПа*с, 50 мПа*с, который составил 0,39; 0,43; 0,44, соответственно, когда при вытеснении водой конечный КИН составляет 0,33.

Также, в последнее время отдельно отмечается повышение интереса к полимерному заводнению, за счет его экологического эффекта, который заключается в снижении выбросов CO_2 при выработке электроэнергии. Суть заключается в том, что на высокообводнённых месторождениях электроэнергия, затрачиваемая на циркуляцию воды, сопровождается огромными выбросами CO_2 , а при внедрении технологии ПЗ, количество закачиваемой и поднимаемой воды значительно уменьшается и тем самым уменьшаются выбросы CO_2 [4].

Например, в статье [5] отмечается значительный рост выбросов CO_2 при достижении обводненности 90% и выше. На рисунке 3 представлена зависимость выбросов CO_2 от обводненности скважины.

Повышенный интерес также связан с введением углеродного налога, который взимается с компании, сжигающей топливо для производства энергии. Таким образом, экологическая ситуация в мире все больше заставляет поворачиваться в сторону зеленых технологий, одной из которых является полимерное заводнение.

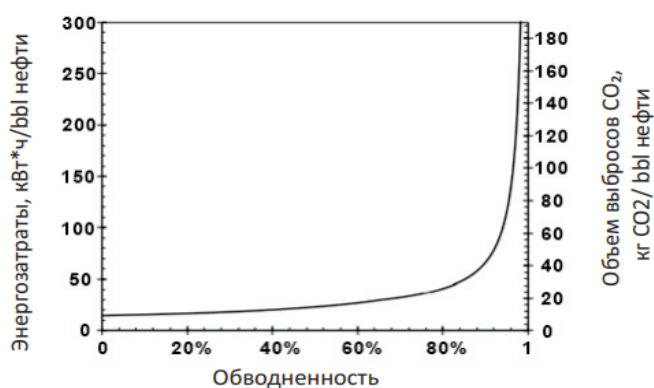


Рисунок 3 - Выброс CO₂ в зависимости от обводненности

Таким образом, технология полимерного заводнения является оптимальным вариантом для предупреждения ранних прорывов воды на объектах с высоковязкой нефтью. В дальнейшем рекомендуется рассмотреть данную технологию для повсеместного внедрения на пластах, характеризующихся ранними прорывами воды. Полномасштабное тиражирование технологии способно повысить как технологический, так и экономический эффект от данной технологии.

Библиографический список:

1. Ilyasov I., Gudz A., Podkorytov A., Komarov V., Glushchenko N. "Results of the first polymer flooding pilot at East-Messoyakhskoe oil field", SPE 201822, 2020, 13.
2. Ilyasov I., Glushchenko N., JSC «Messoyakhaneftegaz». Result of the Second Polymer Flooding Pilot at East-Messoyakhskoe Oil Field and Future Plan. IOR 2021 – 21st European Symposium on Improved Oil Recovery 19-22 April 2021, Online Event.
3. Delamaide, E., Zaitoun, A., Renard, G., Tabary, R. Pelican Lake Field: First Successful Application of Polymer Flooding in a Heavy-Oil Reservoir. SPE Reservoir Evaluation & Engineering. 2014, 14.
4. Farajzadeh, R., Eftekhari, A. A., Dafnomilis, G., Lake, L. W., Bruining, J. On the sustainability of CO₂ storage through CO₂ Enhanced Oil Recovery, Appl. Energy, under review.
5. C. Kolster, M. S. Masnadi, S. Krevor, N. Mac Dowell and A. R. Brandt, CO₂ enhanced oil recovery: a catalyst for gigatonne-scale carbon capture and storage deployment? Energy Environ. Sci., 2017, 10, 2594–2608.

УДК 550.34.012

Снижение упругой энергии в сейсмоопасных сегментах глубинных разломов волновыми гидравлическими воздействиями через наклонно-направленные скважины

Вахромеев А.Г.^{1,2,3}, Ружич В.В.^{2,3}, Акчуринов Р.Х.², Буглов Н.А.¹, Ташкевич И.Д.¹,
Сверкунов С.А.², Близнюков В.Ю.⁴, Пуляевский М.С.⁵

1 – Иркутский Национальный Исследовательский Научный университет, г. Иркутск;

2 - Иркутский филиал ООО "РН-Бурение", г. Иркутск;

3 – Институт земной коры СО РАН, г. Иркутск;

4 – Научный журнал «Строительство скважин на суше и на море», г. Москва;

5- АО «Верхнеконскнефтегаз», ПАО «НК «Роснефть», г. Иркутск

Землетрясение – это внезапное высвобождение энергии, накопленной в сжатых или растянутых горных породах. Оно проявляется в подземных толчках и колебаниях земной поверхности и является одним из самых опасных природных катастроф по числу жертв и нанесенным материальным убыткам. Кроме того, сильные землетрясения способны разрушить грунт на обширной территории при этом повреждаются или уничтожаются здания сооружения и средства коммуникации (электросети, водопровод и т.д.) [1].

На сегодняшний день не существует эффективного метода для противостояния природным сейсмическим катастрофам. Известные способы не позволяют свести к минимуму материальные потери и гибель жителей при сильных землетрясениях. Из-за недостатка достоверных сведений о глубинных характеристиках процессов подготовки землетрясений в зонах разломов возникают трудности в поисках решения данной проблемы. Таким образом, данная тема до сих пор считается весьма актуальной [2].

По мнению авторов, одним из решений вышеуказанной проблемы, является метод превентивного снижения риска возникновения опасных землетрясений путем воздействия на трещины пластов-коллекторов давлением жидкости, которая закачивается в трещины через глубокие наклонно-направленные скважины с горизонтальным окончанием. При этом закачка производится в каждый отдельный сегмент сейсмоопасного магистрального разлома.

Рассматриваемый метод включает в себя определение расположения напряженных сред и закачку жидкости под давлением через сеть нескольких скважин в определенные промежутки времени, которые соответствуют расширению напряженных сред, обусловленному влиянием лунно-солнечных приливов. Дополнительно до, во время и после нагнетания жидкости производят вибрационное воздействие в границах напряженных сред с интенсивностью, которая выше, чем интенсивность микросейсмического фона. При помощи специальных датчиков замеряются горизонтальные и вертикальные смещения земной поверхности напряженных сред, которые представлены остаточными деформациями, при этом по размеру этих деформаций можно судить о степени снижения упругой энергии в напряженных средах. Таким образом, можно детализировать тектонофизическое строение области, в которой возникнет разряжение напряженных сред. В качестве таких сред выделяют разломную зону магистрального сейсмоопасного сместителя, области которого определяют отдельные сегменты[3].

На основании этих данных бурят заранее спроектированные наклонно-направленные скважины с горизонтальным окончанием на достижимые глубины по вертикали до 6-6,5 км. Сначала производят бурение пилотного ствола, который служит для определения параметров разломной зоны с помощью устанавливаемых в него сейсмодатчиков. После чего ведут бурение второй многозабойной скважины, с горизонтальным окончанием каждого бокового ствола, которые крест-накрест пересекают самостоятельный сегмент магистрального тектонического сместителя простирающихся основных систем трещиноватости. К бурению первого бокового ствола приступают после крепления основного ствола скважины обсадной колонной, далее пробуривают остальные боковые горизонтальные стволы. После завершения бурения первого бокового ствола производят ряд тестирований данного сегмента по методу теста «на утечку», с определением естественных первоначальных значений параметров, а именно температуры и давления водонапорной системы обводненной разломной зоны в сегменте и давления начала поглощения. Чтобы определить данные параметры в первый боковой горизонтальный ствол спускают лифтовые трубы с двумя пакерами и многоразовую муфту гидроразрыва пласта между ними. Интервал открытого бокового ствола отсекают пакерами и производят тестирование, которое повторяют по мере бурения каждого последующего бокового ствола в соответствующем сегменте.

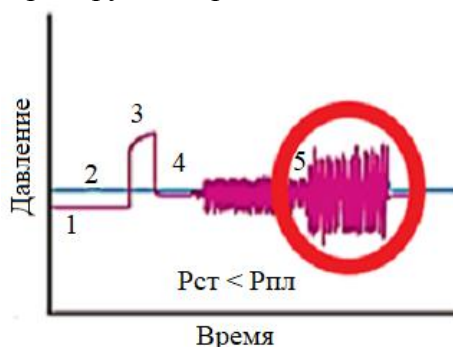
После цикла тестов в основной боковой ствол спускают потайную колонну фильтр-хвостовик с окнами напротив каждого входа в боковые стволы и с пакерами, которые разобщают эти входные отверстия. Применение пакеров позволяет перекрыть каждые пробуренные сегменты сейсмоопасной зоны магистральной трещиноватости.

Далее выполняют цикл плавных волновых гидравлических воздействий на водонапорную систему обводненной зоны дробления, отсекая в основном горизонтальном стволе необходимый рабочий интервал гидромеханическими пакерами. При чем плавное воздействие жидкостью ведут последовательно в каждом отдельном боковом стволе (от сегмента к сегменту), используя волновой метод изменяющихся давлений в низкочастотном режиме. Промежутки времени гидравлического воздействия определяются раскрытием напряженных сред, которое обусловлено влиянием лунно-солнечных приливов, при этом плавно увеличивают давления закачки до 70 МПа к величине первоначального пластового давления водонапорной системы, но не более величины давления утечки, инициируя плавные смещения крыльев разлома в режиме сдвиговой ползучести. При этом низкочастотный режим предполагает повышение давления на уровне

бокового горизонтального ствола в течение от 3-х до 12-ти часов, остановку и фиксацию давления от 3-х часов до 3-х и более суток с подкачкой давления до значения, не более чем на 10% превышающего достигнутое в первом цикле (3-12 часов). Далее в интервалы времени, соответствующие сжатию напряженных сред, обусловленному влиянием лунно-солнечных приливов, выполняют равномерный плавный сброс давления за 6-12 часов до значения первоначального, пластового давления водонапорной системы разломной зоны в сегменте, где 6-12 часов - период времени, кратный солнечно-лунному циклу, т.е. 1/2, 1/3, 1/4 от периода. Данную операцию производят до тех пор, пока не будет достигнут проектируемый уровень напряженно-деформированного состояния и амплитуд смещений в сегменте, который подтверждается записью сейсмодатчиками, установленными в пилотном стволе и на поверхности земли. Смещения в сегменте устанавливаются измерениями в режиме реального времени по достигнутому снижению уровня сейсмической активности напряженных сред и суммарных амплитуд индуцированных замедленных смещений в ядре сегмента сместителя разлома [4,6].

Следующий этап включает высокочастотные воздействия. Нагнетание в сегмент магистрального тектонического сместителя осуществляется буровыми насосами при отсутствии давления в пневмокомпенсаторах с пульсирующей подачей жидкости и колебаниями забойного давления в диапазоне 3–5 МПа (Рис. 1) с частотой колебаний равной времени одного хода поршня бурового насоса. При этом регулирование частоты и диапазона колебаний забойного давления ведется путем изменения времени одного хода поршня на электроприводе бурового насоса и фиксацией фактических значений забойного давления датчиком, установленного в компоновке низа буровых труб.

Регулируемые высокочастотные гидравлические колебания будут иметь небольшой радиус воздействия (до первых метров) за счет распространения колебаний в жидкости, а высокая частота колебаний обеспечит необходимый эффект по плавному снижению избыточной упругой энергии в глубинных сейсмоопасных сегментах разломов, который отслеживается датчиками и контролируется в режиме «on-line».



1 – период до момента пуска насосов, 2 – пластовое давление, 3 – пуск насосов, 4 – стабилизация забойного давления после пуска насосов с низкочастотной частотой колебаний при работающем компенсаторе, 5 – высокочастотная частота колебаний забойного давления при спущенном давлении в пневмокомпенсаторах (выделено кругом)

Рисунок 1 – Колебание забойного давления

С целью снижения трения в призабойной зоне каждого бокового ствола в них закачивают агент размером фракции 0,1-0,2 мм. Затем участок сместителя, на котором волновые гидравлические воздействия отработаны до получения эффекта, консервируется вязкой жидкостью, подавляющей сейсмические колебания. Далее в данном участке выполняют размещение сейсмодатчиков после проведения волновых воздействий давлением для текущего и долгосрочного контроля глубинной сейсмической активности сегмента разломной зоны [5,7].

Таким образом, сочетание контролируемых низко- и высокочастотных волновых воздействий позволяет предотвратить катастрофические землетрясения за счет плавного снижения накопленных избыточных деформаций и сеймотектонической энергии недр поэтапно в отдельных сегментах магистрального сейсмоопасного разлома до безопасного фонового уровня. Способ позволяет достичь релаксационный эффект на время, которое может исчисляться на многие десятки – сотни лет и более.

Библиографический список:

1. Ружич В.В., Вахромеев А.Г., Сверкунов С.А. Снижение избыточной упругой энергии в глубинных сейсмоопасных сегментах разломов через наклонно-направленные скважины путем волновых гидравлических воздействий // Разломообразование в литосфере и сопутствующие процессы: тектонофизический анализ: тезисы докладов Всероссийского совещания, посвященного памяти профессора С.И. Шермана. Иркутск, 26-30 апреля 2021г. / ФГБУН ИЗК СО РАН; ФГБОУ ВО «ИГУ»; отв. Ред. К.Ж. Семинский. – Иркутск: Издательство ИГУ, 2021. – 233 с. С. 159–161. <http://doi.org/10.26516/978-5-9624-1919-0.2021.1-233> РИНЦ
2. Вахромеев А.Г., Сверкунов С.А., Акчурин Р.Х. Скважина как онлайн-система гидравлических тестирований // Разломообразование в литосфере и сопутствующие процессы: тектонофизический анализ: тезисы докладов Всероссийского совещания, посвященного памяти профессора С.И. Шермана. Иркутск, 26-30 апреля 2021г. / ФГБУН ИЗК СО РАН; ФГБОУ ВО «ИГУ»; отв. Ред. К.Ж. Семинский. – Иркутск: Издательство ИГУ, 2021. – 233 с. С. 112 – 114. <http://doi.org/10.26516/978-5-9624-1919-0.2021.1-233>.
3. Патент №2 740 630 от 02.06.2020 Заявка №2020119008/28(032229) от 02.06.2020 Способ снижения избыточной упругой энергии в глубинных сейсмоопасных сегментах разломов / Ружич В.В., Вахромеев А.Г., Сверкунов С.А., Шилько Е.В., Иванишин В.М., Акчурин Р.Х.
4. Ружич В.В., Вахромеев А.Г., Сверкунов С.А. О демпфировании очагов землетрясений закачками растворов в сегменты разломов через глубокие скважины // Разломообразование в литосфере и сопутствующие процессы: тектонофизический анализ: тезисы докладов Всероссийского совещания, посвященного памяти профессора С.И. Шермана. Иркутск, 26-30 апреля 2021г. / ФГБУН ИЗК СО РАН; ФГБОУ ВО «ИГУ»; отв. Ред. К.Ж. Семинский. – Иркутск: Издательство ИГУ, 2021. – 233 с. С. 212–214. <http://doi.org/10.26516/978-5-9624-1919-0.2021.1-233>
5. Патент № RU 2 755 600, Опубл. 17.09.2021 Бюл. № 26 по Заявке №2020132633/059425 от 01.10.2020 Экспрессный способ закрепления естественных и искусственных трещин в призабойной зоне продуктивного пласта в процессе первичного вскрытия горизонтальным, наклонным или вертикальным бурением / Асадуллин Р.Р., Иванишин В.М., Акчурин Р.Х., Вахромеев А.Г., Сверкунов С.А.
6. Об управлении режимами сейсмической активности в сегментах тектонических разломов с применением вибрационных воздействий и закачки растворов через скважины / В. В. Ружич, А. Г. Вахромеев, Е. А. Левина [и др.] // Физическая мезомеханика. – 2020. – Т. 23. – № 3. – С. 55-69. – DOI 10.24411/1683-805X-2020-13006.
7. Ruzhich V.V., Vakhromeev A.G., Levina E.A., Sverkunov S.A., Shilko E.V. Control of seismic activity in tectonic fault zones using vibrations and fluid injection in deep well // Physical Mesomechanics, 2021, Vol. 24, No. 1, pp. 85–97. ISSN 1029-9599. DOI 10.24411/1683-805X-2020-13006

УДК 550.834:551.24(470.1)

Комплексный подход к решению геологических задач в сложных тектонических зонах Предуральяского прогиба

Вельтистова О.М., Мотрюк Е.Н.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Геофизические методы являются основной при поисках нефтегазоносных структур. Но исследование сложно-построенных территорий одним методом не всегда дает положительный результат, связанный с неоднозначностью интерпретации, в связи с недостаточностью данных бурения, влиянием сложных тектонических условий. Поиски и разведка месторождений углеводородов в нетрадиционных ловушках требует нового подхода в технологии, методике проведения полевых работ и интерпретации геолого-геофизических данных.

Построение достоверных моделей среды, основанное на совместном решении обратных задач сейморазведки и гравиразведки позволит не только уточнить геологическое строение, но выявить новые перспективные объекты.

Рассмотрим применение комплекса геофизических методов на примере структурно-тектонических единиц Предуральского прогиба.

Косью-Роговская впадина занимает северо-восточную область прогиба, делится на внешнюю и внутреннюю зоны, в южной части имеет форму клина. Изучение этой северной территории началось с 40-х годов двадцатого века геологической съемкой, затем - «лёгкими» методами: гравиразведкой, магниторазведкой, электроразведкой, далее – сейсморазведкой. Региональными работами были решены задачи тектонического районирования, выделены области, перспективные на залежи углеводородов.

На основании результатов сейсмических работ были оконтурены и подготовлены к бурению структуры, открыты месторождения, подсчитаны запасы нефти и газа. Интерпретация геолого-геофизических материалов на западных площадях впадины, относимых к внешней зоне, не вызывала неоднозначности, что нельзя сказать о восточных и северо-восточных районах Предуралья.[5] Данные геологической съемки, сейсморазведочные работы, свидетельствовали о сложном тектоническом строении восточной части Косью-Роговская впадины и прилегающей Западно-Уральской структурно-тектонической области. По результатам интерпретации детальных гравиразведочных работ масштаба 1:100 000, 1:50 000 были построены карты аномального поля силы тяжести, карты локальных аномалий. Качественный анализ полученных карт позволил выявить относительные максимумы гравитационного поля, которые соответствовали антиклинальным складкам или поднятиям, и минимумы, соответствующие синклинальным структурам или зонам тектонических нарушений. Предполагались поднятия по кровли карбонатов в восточных районах Косью-Роговской впадины и по данным электроразведочных работ.

Развитие методики и технологии, а также передовые методы обработки и интерпретации сейсморазведочных данных позволили в конце 80-90-х годах предложить иную модель строения внутренней зоны Косью-Роговской впадины. Исследователями, геологами и геофизиками был предложен вариант чешуйчато-надвигового строения, согласно которому, антиклинально-чешуйчатые блоки, вытянутые в кулисообразные цепочки, соответствовали Прилемвинскому и Восточно-Лемвинскому валам. Линии тектонических нарушений, ограничивающие отдельные блоки, и имеющие в плане характерную дугообразную форму, указывали направление переноса масс. Сводные части блоков горных пород были выделены в ранге локальных структур: Левогрубейская, Ыджиднюрская, Лесная и др. Структуры по данным сейсморазведки имели амплитуду от 400 м до 1100 м и размеры 2.4 км x 5-10 км.

Из-за сильной дислоцированности осадочного чехла, наличия пликативных и дизъюнктивных нарушений, на отдельных участках отмечалась слабая динамическая выразительность отражающих горизонтов. Сложность в корреляции отражающих горизонтов, интерпретации волновой картины, отсутствие скважин, и следовательно, разный подход авторов к выбору скоростных параметров, явился причиной расхождений в структурных планах. На рисунке 1 показан фрагмент временного разреза по профилю через Левогрубейскую структуру. Бурение скважины подтвердило надвиговую модель строения, наличие органогенных остатков.

Для поиска локальных структур, выделения тектонических нарушений в сложных тектонических зонах рекомендуется комплексирование сейсморазведки и гравиразведки. На участках неоднозначной интерпретации геолого-геофизических материалов необходимо проведение сейсморазведочных работ МОГТ-3D и детальной гравиразведки масштаба 1:50 000 и 1:25 000.

Комплексная интерпретация геолого-геофизической информации позволяет уточнить геологическое строение, обнаружить ловушки неантиклинального типа, оконтурить залежи. При этом возрастает роль математического моделирования как средства количественного сопоставления данных различных методов разведочной геофизики с учетом их физических основ. Важную роль играет построение геологических моделей нефтегазовых объектов, что является итогом комплексной интерпретации геолого-геофизических данных [3].

При недостатке сейсмических данных эффективным средством анализа и геологического истолкования потенциальных полей является вычисление трансформаций поля – пересчет поля в верхнее и нижнее полупространство, вычисление производных, разложение поля на

частотные составляющие, выделение особых точек и др. Вычисление трансформаций позволяет подчеркнуть особенности поля, предположительно связанные с некоторыми элементами геологического строения.

Ключевым фактором геологической эффективности данных методов при создании геолого-геофизической модели остается интегрированная интерпретация материалов сейсмических методов и сейсморазведки, актуализированных геологических представлений.

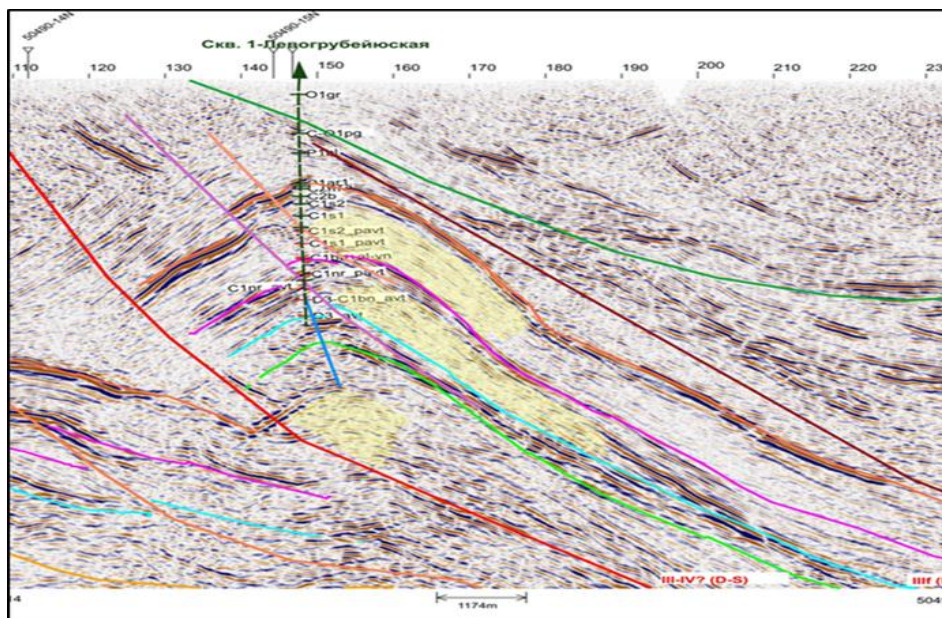


Рисунок 1 - Волновое поле в пределах Левогрубейнской структуры с рифогенными постройками

Для построения модели геологической среды на основе данных сейсморазведки и гравиразведки предлагается апробированная ранее технология и методика (Кобрунов А.И., Мотрюк Е.Н., Вельтистова О.М. и др.), основанная на решении обратных гравиразведки, которая включает в себя: анализ геологической информации; установление зависимостей между физическими параметрами среды; формирование нулевого приближения; решение двумерной обратной задачи гравиразведки [2,4]. В этой связи является важным выбор метода и параметров решения для получения наилучшего результата. Определение оптимальных параметров решения обратной задачи гравиразведки в рамках критериального подхода с интегральным критерием оптимальности и итерационным методом решения представлено в работе [1]. Интегральные критерии оптимальности и, в частности, имеющие вид квадратичной формы, отражают усредненные характеристики искомого решения. В случае имеющихся сведений о высокой степени достоверности информации, используемой при начальном построении, таких как данные бурения, ГИС, лабораторных исследований, критерий оптимальности можно уменьшить, а если имеется недостаток данных, то значение его необходимо увеличить. В частности, в пределах территории, достаточно разбуренной поисковыми скважинами, параметр критерия оптимальности берется близким к 0, а по мере удаления от таких мест – к 1. Исходя из этих соображений, для плотностной задачи критерий был пересмотрен. Для решения этих задач использовался параметр оптимальности, построенный на основе теории нечетких множеств. Исходные геолого-геофизических данных в виде нечетких величин и нечетких отношений, которые характеризуются своими функциями принадлежности, что позволяет оценивать меру неопределенности параметров при дальнейшем прогнозе. Используемая при этом функция принадлежности позволяет указать уровень доверия имеющимся данным.

Методика применялась при моделировании геологической среды для трассирования рифогенных построек и выделении участков, перспективных для залежей углеводородов в северных сегментах Предуральяского прогиба: Косью-Роговской впадине, гряде Чернышева [1]. При моделировании были использованы сейсмогеологические профили, данные о плотностных свойствах основных литологических комплексов осадочного чехла и фундамента.

На рисунке 2 представлена модель геологического строения по региональному профилю 12РС. Профиль пересекает восточный борт гряды Чернышева и Косью-Роговскую впадину. Верхний терригенный комплекс характеризуется значениями плотности 2.45 г/см^3 - 2.54 г/см^3 . Рельефно отображена кровля карбонатов Косью-Роговской впадины – один из основных гравитирующих объектов. Градиентом изменения плотности отличается ордовикско-нижнедевонский комплекс. Осадочный чехол отложений каменноугольно-девонского возраста в восточной части профиля характеризуется большими значениями плотностей, что отвечает наличию рифогенных построек. Восточнее Прилемвинского вала происходит литолого-фациальное замещение пород Елецкой-структурной зоны на Лемвинскую, что отмечается в изменении плотностных характеристиках пластин-чешуй.

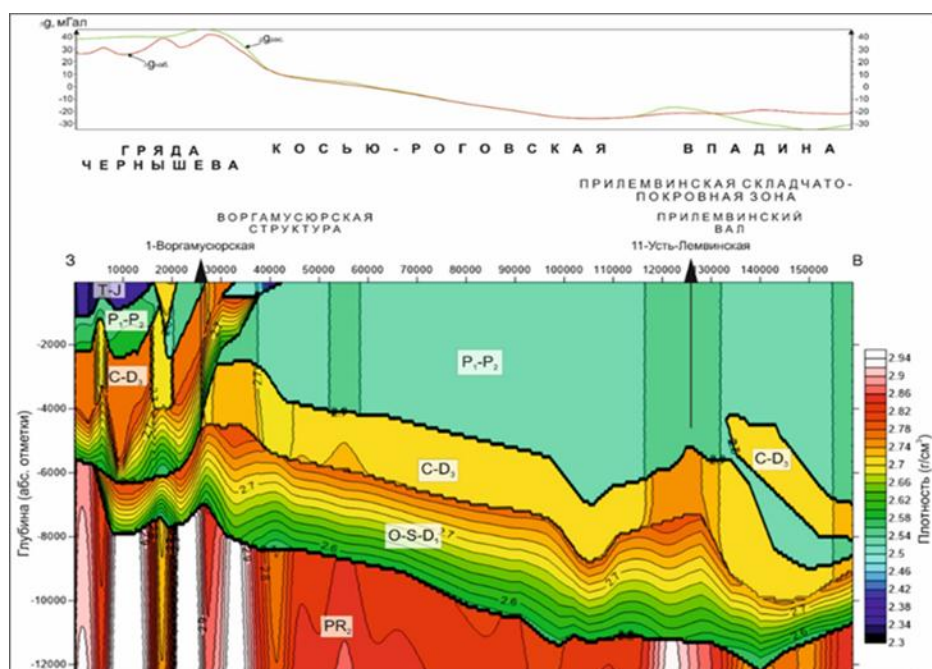


Рисунок 2 - Геолого-плотностная модель по профилю 12РС

Таким образом, комплексный подход при интерпретации геолого-геофизических данных на основе современных технологий и методик позволит строить наиболее достоверные геологические модели, выявлять новые перспективные площади, проводить более качественную оценку запасов углеводородов.

Библиографический список:

1. Вельтистова О.М., Мотрюк Е.Н. Результаты геоплотностного моделирования сложнопостроенных территорий ТПП. / Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Тимано-Североуральского региона. Материалы юбилейной конференции, посвященной 80-летию ТПНИЦ: Сборник докладов. – Киров: «ООО» Кировская областная типография», 2019. - 160 с. – С.80-86.
2. Вельтистова О.М., Мотрюк Е.Н. Современные отечественные программные комплексы интерпретации гравимагнитных данных / Известия Коми научного центра УрО РАН. – № 3 (15) / 2013. – С. 70-80.
3. Кривошея К. В., Лыгин И. В., Соколова Т. Б., Широкова Т. П. Решение задач нефтегазовой геологии. Возможности современной гравиразведки и магниторазведки. /«Neftegaz.RU» (№1, Январь 2019).– С.66-72.
4. Мотрюк Е.Н., Вельтистова О.М. Выбор оптимальных параметров решения обратных задач гравиразведки на основе критериального подхода для площадей Тимано-Печорской провинции. / Современные наукоемкие технологии. – 2020. – № 5 – С. 70-78.
5. Никонов А.И. Проблемы сейсмо-геофизических методов при создании геологических моделей нефтегазовых месторождений. / Институт проблем нефти и газа РАН. Сетевое издание. / Актуальные проблемы нефти и газа №: 3 (15), 2016. – С. 77-89.

Комплексный подход к сохранению коллекторских свойств пласта

Дуркин В.В., Логачев Ю.Л.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Вопросу сохранения коллекторских свойств продуктивного пласта на всех этапах строительства и эксплуатации скважин посвящено значительное количество работ. Однако, причины нарушения, их последствия и меры предупреждения не имеют четкой классификации и структуры, более того специалисты, занятые в бурении, испытании и освоении, капитальном ремонте скважин, разработке и эксплуатации месторождений, часто рассматривают эти вопросы обособленно и в противоречии друг от друга. Имеется ряд работ [1, 2], в которых есть тенденция к исследованию нарушения добычных свойств пласта в комплексе, но они не содержат всестороннего рассмотрения проблемы.

В данной работе предлагается классификация и структура причин нарушения коллекторских свойств пласта, а также делается попытка ранжирования по степени пагубности воздействия, требующая подтверждения на реальном керновом материале с моделированием пластовых условий.

К причинам нарушения коллекторских свойств пласта при первичном вскрытии пласта (до 70-80 % от общего воздействия) следует отнести [3, 4, 5]:

- качественный состав и свойства используемой промывочной жидкости;
- структуру пласта-коллектора;
- исходные фильтрационно-емкостные свойства пласта;
- вещественный состав горных пород;
- продолжительность бурения продуктивного интервала;
- режимы проведения спуско-подъемных операций (СПО);
- гидравлический профиль используемых долот и программы промывки;
- профиль скважины;
- термобарические условия в скважине.

Следующим важным этапом, на котором происходит воздействие на пласт, является цементирование скважин (10-15 % от общего воздействия). Этого процесса может и не быть в зависимости от типа конструкции призабойной части пласта. Это происходит в случаях наличия коллектора достаточно устойчивого к воздействию депрессий при испытании и освоении, что бывает достаточно редко. Еще одной из разновидностей конструкций забоев скважин считается обсаживание ствола заранее отперфорированной колонной с намывкой, либо без нее, гравийного фильтра, для предупреждения выноса песка в скважину. В любом случае, декларируемые 10-15 % касаются случая сплошного цементирования продуктивного интервала.

Нарушение фильтрационно-емкостных свойств пласта (ФЕС) в этом случае связаны с [3, 4, 5]:

- качественным составом и свойствами используемого тампонажного раствора;
- фильтрационно-емкостными свойствами пласта после воздействия промывочной жидкости;
- литотипом коллектора;
- структурой порового пространства;
- продолжительностью цементирования продуктивного интервала;
- режимами спуска и цементирования обсадной колонны;
- технологической оснасткой обсадной колонны;
- профилем скважины;
- термобарическими условиями в скважине.

Как видно, часть из контаминирующих показателей для операций первичного вскрытия и цементирования продуктивной зоны носит повторяющийся характер. Оценивая, например, качественный состав и свойства технологических жидкостей, используемых в этих процессах более весомое воздействие оказывает вне сомнения тампонажный раствор, несмотря на высокотехнологичные рецептуры, применяемые в настоящее время. Однако, учитывая разницу

по временному показателю воздействия, в большей степени на снижение ФЕС влияет операция первичного вскрытия, что подтверждается также и исследованиями [1]. Временной фактор также является определяющим и в процессах промывки и цементирования, СПО при бурении и спуске обсадной колонны при креплении, местных сопротивлений в виде элементов буровой колонны и оснастки обсадной колонны.

Ниже представлены результаты численного моделирования, выполненного авторами для одного из месторождений Западной Сибири с целью оценки угнетающего влияния репрессии, возникающей при операциях первичного вскрытия и цементирования.

Ниже в таблице 1 представлена краткая характеристика нефтегазоносности исследуемого месторождения.

Таблица 1 - Нефтегазоносность

Стратиграфический индекс пласта	Интервал, м		Тип флюида	Проницаемость, $1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ /подвижность, $\frac{\text{мкм}^2}{\text{МПа} \cdot \text{с}}$	Средний дебит газа, тыс. м^3 /сут., нефти, м^3 /сут.	Температура в пласте, °С
	от (верх)	до (низ)				
1	2	3	4	5	6	7
АЧ ₃	3276	3336	газоконденсат	160		93
Ю ₂₋₃	3496	3546	газоконденсат	0,2	2,3/-	100

В таблице 2 представлены пооперационные данные о перепаде давления при первичном вскрытии пласта и во время выполнения СПО.

Таблица 2 – Пооперационный перепад давления

Индекс стратиграфического подразделения	Глубина кровли, м	Глубина подошвы, м	Репрессия на отметке кровли во время проведения операции, МПа	Репрессия на отметке подошвы во время проведения операции, МПа	Скорость выполнения операции	Время выполнения операции, ч
1	2	3	4	5	6	7
Бурение						
АЧ ₃	3276	3336	14,3423	14,6052	15 м/ч	4,0000
Ю ₂₋₃	3496	3546	12,9904	14,0333	6 м/ч	8,3333
Спуск бурового инструмента						
АЧ ₃	3276	3336	5,14	5,2	1 м/с	60
Ю ₂₋₃	3496	3546	5,54	5,61	1 м/с	50

Аналогичные численные эксперименты были проведены и для процесса цементирования. Результаты представлены на рисунках 1 и 2 (для отметки кровли и подошвы пласта АЧ₃).

Для пласта Ю₂₋₃ также были выполнены численные эксперименты для кровли и подошвы пласта (рисунки 3 и 4).

Теоретические предпосылки о длительности и величине угнетения для процессов первичного вскрытия и цементирования подтверждаются.

Следующим процессом, в ходе которого оказывается воздействие на ФЕС, является перфорация, которая приурочена к сплошному цементированию (доля загрязняющего воздействия составляет 5-7 %). Наиболее часто используемым видом перфорации в настоящее время является кумулятивная перфорация, несмотря на более низкую пробивную способность по сравнению с пулевой и гидропескоструйной перфорацией.

При выполнении перфорационных работ ухудшение добычных свойств пласта связано:

- со средой, в которой выполняется перфорация;
- структурой и свойствами цементного камня и обсадной колонны, а также литотипом коллектора;
- с исходными фильтрационно-емкостными свойствами продуктивных отложений;

- с забиванием порового пространства различными продуктами химических и физических превращений;

- спеканием под действием высоких температур и давлений поверхности вторично формирующихся поровых каналов;

Безусловно, перечисленные выше негативные последствия перфорации влекут проблемы при выполнении в дальнейшем процессов испытания и освоения.

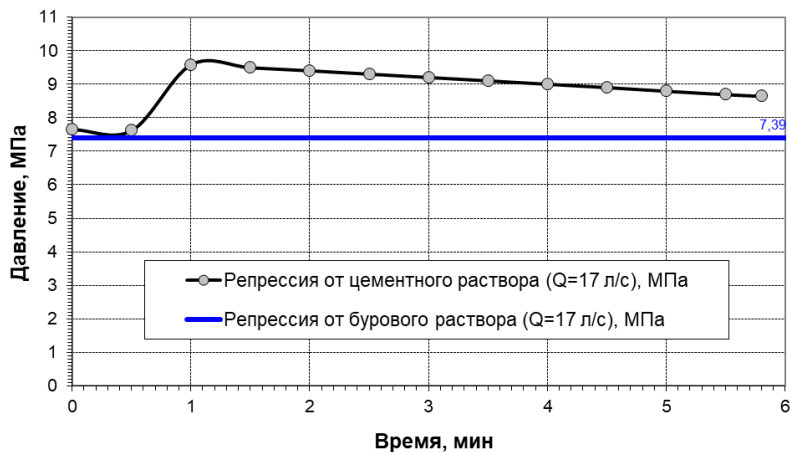


Рисунок 1 – Репрессия на кровле пласта АЧ₃

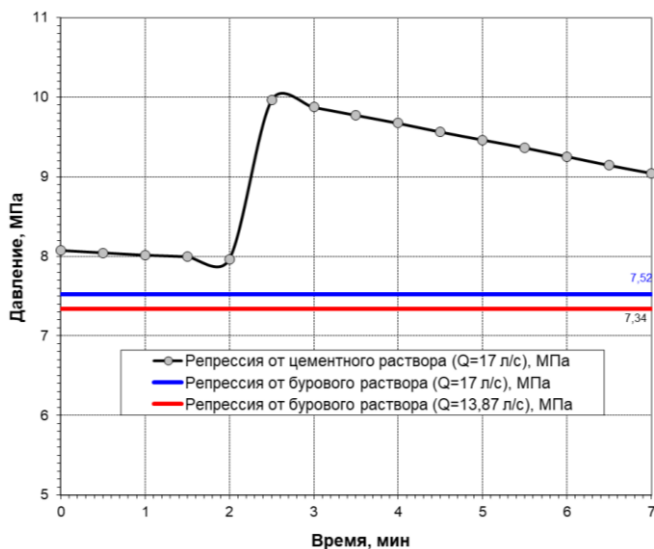


Рисунок 2 - Репрессия на подошве пласта АЧ₃

Репрессия на кровле пласта Ю₂₋₃ (3496 м)

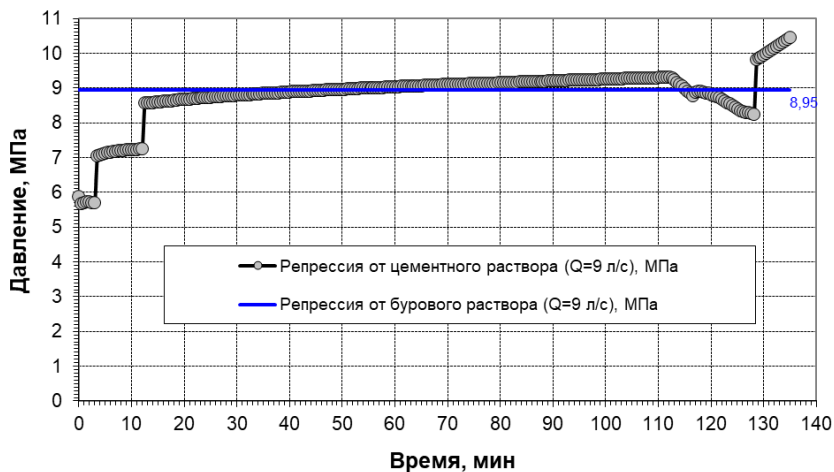


Рисунок 3 - Репрессия на кровле пласта Ю₂₋₃

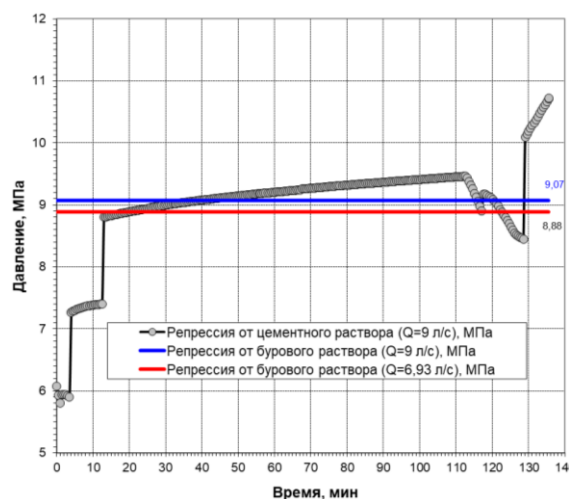


Рисунок 3 - Репрессия на подошве пласта Ю₂₋₃

Процессы испытания и освоения, а также эксплуатации скважин во многом зависят от уже упомянутых процессов в плане загрязнения призабойной зоны пласта (ПЗП) со стороны скважины. Однако здесь немаловажную роль начинают играть также следующие факторы (до 10-15 % от воздействия):

- исходные ФЕС и структура порового пространства;
- литотип коллектора;
- близость и вид пластовых вод;
- состав и свойства пластовых флюидов;
- наличие осложняющих факторов в виде асфальто-смоло-парафиноотложений, солеотложений, образования гидратов;
- способов и режимов испытания и освоения, эксплуатации скважин;
- образования стойких эмульсий и нерастворимых осадков из технологических и пластовых жидкостей;
- глубины перфорации.
- величины поверхностного натяжения на границе раздела фаз и рН смеси.

На основании вышеизложенного можно говорить о следующем:

- сформирована структура процессов и факторов, влияющих на сохранение коллекторских свойств пласта;
- выполнено ранжирование их воздействия на продуктивную часть пласта на основании анализа литературных данных;
- выполнен сравнительный анализ по величине воздействия процессов и факторов на основании промысловых данных и результатам численного эксперимента для первичного вскрытия пласта и цементирования продуктивной зоны.

Библиографический список

1. Иванов С.И., Булатов А.И., Любимцев В.А., Яремийчук Р.С. Анализ научных и практических решений заканчивания скважин: Книга 1. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2004.-334 с.
2. Гайворонский И.И., Леоненко Г.Н., Замахаев В.С. Коллекторы нефти и газа Западной Сибири. Их вскрытие и опробование.- М.: ЗАО «Геоинформмарк», 2000.-364 с.
3. Бриджес Кеннет Л. Жидкости для заканчивания и капитального ремонта скважин.-М. - Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2016.- 236 с.
4. Игнатъев А.В. Исследование и разработка технологий сохранения и восстановления фильтрационно-емкостных свойств продуктивных пластов при бурении и эксплуатации скважин / автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук.: М.: 2010 г., 37 с.
5. Апасов Т. К. Комплексная технология повышения продуктивности скважин при высокой обводненности пластов: монография / Т. К. Апасов, Р. Т. Апасов, Г. Т. Апасов. – Тюмень: ТИУ, 2016. – 122 с.

Становление и развитие технологий разработки залежей сверхвязкой нефти и природных битумов путем гравитационного дренирования

Жангабылов Р.А., Леппке Г.Н.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

В настоящее время разработка месторождений сверхвязкой нефти и природных битумов (СВН и ПБ) становится все более актуальной задачей, так как запасы таких углеводородов значительно превышают запасы обычной нефти. Эти углеводороды представляют собой тяжелые, высоковязкие нефти или битумы. Разработка месторождений СВН и ПБ традиционными методами разработки практически невозможна из-за их недостаточной эффективности.

Использование гравитации (силы тяжести) как одного из основных механизмов при добыче СВН и ПБ является ключевым моментом в развитии технологий разработки таких месторождений. Этому способствовало наличие имевшегося на тот момент опыта применения теплоносителей при добыче тяжелых и высоковязких нефтей, в том числе битумов, опыта шахтной (термошахтной) разработки нефтяных месторождений и освоение технологий бурения горизонтальных скважин в Северной Америке [1, 2, 3]. Хотя ранее роль гравитации в процессах добычи нефти являлась относительно малой.

Тепловые методы воздействия на пласт получили широкое распространение в 60-х годах прошлого века. Успешное применение теплоносителей для воздействия на пласт имело место на месторождениях Калифорнии (США), Венесуэлы, СССР и др.

В 1972 г. коллективом авторов Ворониным П.Г., Гуровым Е.И., Мельничуком Н.И., Миллером Г.Г., Мишаковым В.Н., Сукрушевым В.С., Табаковым В.П., Вертий В.Г. и Рузиным Л.М. (авторское свидетельство №747986) был предложен способ термошахтной разработки, основная сущность которого заключается в наличии двух горизонтов работ: верхнего и нижнего. Из нижнего горизонта – добывающей галереи, расположенной в нижней части продуктивного пласта или ниже его, бурились почти горизонтальные пологовосходящие скважины для отбора нефти, а из верхнего горизонта расположенного выше нефтеносного пласта, через буровые камеры бурились вертикальные и наклонные скважины для подачи теплоносителя в пласт с целью нагрева сверхвязкой нефти вязкостью 10-12 тыс. мПа·с [3]. Внедрение термошахтной технологии способствовало увеличению нефтеотдачи по тем участкам месторождения, которые ранее были отработаны шахтным способом на естественном режиме [3, 4].

В 1978 г. компания Империл Ойл пробурила первую в Северной Америке современную горизонтальную скважину с длиной горизонтального ствола 150 м в паре с вертикальной паронагнетательной скважиной. Это был первый вариант использования технологии парогравитационного дренажа в промышленных условиях. Результаты работы скважины показали ожидаемое увеличение дебит нефти [5].

Идея процесса парогравитационного дренажа при добыче битума была предложена доктором Роджером Батлером и соавторами в 1979 г. на 29-й Канадской химико-технологической конференции [6]. В работе была представлена идея гравитационного дренажа нефти и конденсата к горизонтальной добывающей скважине по стенкам «паровой камеры», в виде повернутого треугольника, образующейся в результате постоянной закачки пара в горизонтальную нагнетательную скважину. Реализация идеи Р. Батлера в промышленных условиях стала возможна после того как он обосновал их результатами лабораторных экспериментов и расчетов [6]. Он отмечал следующее: «Я мог бы получать тысячу баррелей в день из одной из этих скважин по моим расчетам на бумаге» [2]. В дальнейшем он представил усовершенствованную теорию процесса парогравитационного дренажа [7]. А в 1982 г. компании Imperial Oil и Exxon Production Research получили патент на технологию парогравитационного дренажа, в Канаде и США, соответственно, которая в настоящее время более известна как технология SAGD (Steam-Assisted Gravity Drainage) [8]. В своем классическом варианте данная технология представляет из себя пару протяженных

горизонтальных скважин, пробуренных в пласт параллельно друг другу с расстоянием между этими скважинами по вертикали 5-10 м, а расстояние между рядами таких парных скважин в плане может составлять 50-100 м. Верхняя скважина является нагнетательной, а нижняя – добывающей [4, 9]. В начальный момент, с целью установления гидродинамической связи, между нагнетательной и добывающей скважинами, производится закачка пара в обе скважины. По мере установления гидродинамической связи между скважинами закачка пара в добывающую скважину прекращается. При постоянной закачке пара в нагнетательную скважину, образуется паровая камера, по стенкам которой нефть вместе с конденсатом стекает к добывающей скважине.

В 1984 г. Управлением по технологиям и исследованиям нефтеносных песков Альберты (AOSTRA) неподалеку от г. Форт Мак-Мюррей в провинции Альберта был построен подземный испытательный объект (ПИО). ПИО (рисунок 1) представлял из себя шахту с двумя стволами, пройденной на глубину 185 м, которые были соединены подземными туннелями (полевыми штреками) [2, 5]. Здесь были реализованы несколько этапов (фаз) опытных работ по испытанию технологий, в том числе технологии парогравитационного дренажа.

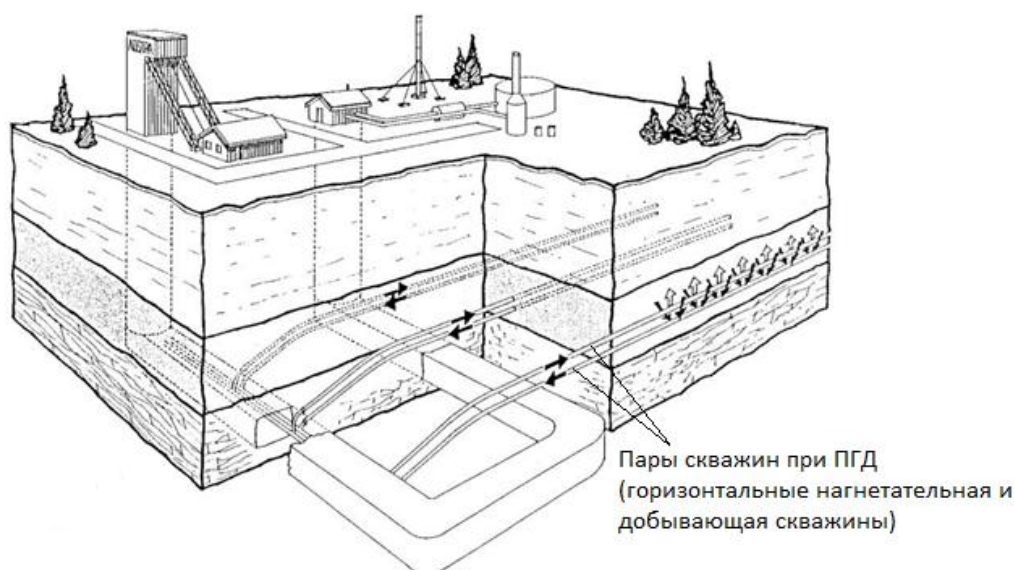


Рисунок 1 - Схема подземного испытательного объекта (этап А) []

На этапе А из подземной горной выработки было пробурено три пары горизонтальных скважин длиной горизонтального ствола 60 м и расстоянием между парами 25 м. В каждой паре верхняя скважина являлась нагнетательной, нижняя – добывающей, а расстояние между ними составляло 5 м, при этом нижняя скважина располагалась на 1-2 метра выше подошвы пласта. Опытные работы начались 1987 г. Это были первые испытания параллельных горизонтальных скважин по классическому двухскважинному варианту SAGD, которые доказали осуществимость предложенной Р. Батлером концепции. К 1992 году дебит нефти из 3 пар скважин составлял 273 т/сут [5]. Результаты опытных работ показали успешность процесса SAGD для добычи битума из нефтеносных песков.

На этапе Б также было решено пробурить три пары скважин, но в отличие от скважин этапа А, длина горизонтальных скважин составляла 500 м, а расстояние между рядами скважин 70 м. [5]. Результаты также оправдали ожидания.

Одним из условий эффективного применения технологии SAGD является образование равномерной паровой камеры по всей длине горизонтальной скважины. Сам процесс SAGD включает в себя следующие стадии:

- Предварительный прогрев (установление гидродинамической связи между нагнетательной и добывающей скважиной);
- Рост паровой камеры;
- Расширение паровой камеры;
- Зрелость паровой камеры (соединение соседних паровых камер).

Таким образом, для обеспечения эффективной разработки залежей СВН и ПБ, необходимо образование полноценной паровой камеры в форме «повернутого треугольника».

В середине 90-х годов было запущено сразу несколько пилотных проектов по испытанию технологии SAGD. Коммерчески рентабельная добыча впервые была достигнута на месторождении Foster Creek в 2001 г.

В дальнейшем в Канаде был запущен целый ряд проектов по разработке нефтеносных песков по технологии SAGD. В таблице 1 представлены действующие проекты SAGD в Канаде по состоянию на 01.01.2022.

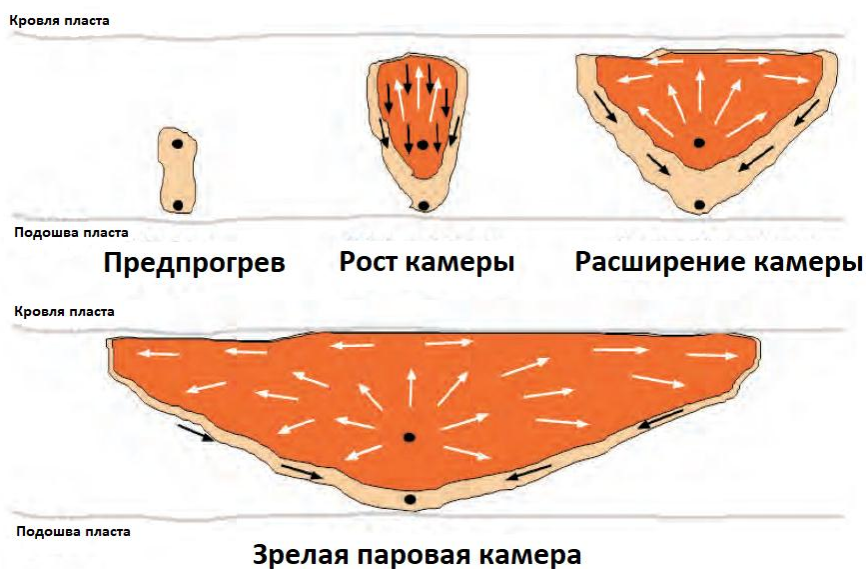


Рисунок 2 - Стадии развития паровой камеры

Таблица 1 – Действующие проекты SAGD в Канаде [10]

№	Месторождение	Компания	Запуск	Мощность (барр/сут)
1.	Hangingstone	ATHABASCA OIL CORP	2015	12000
2.	Leismer		2010	20000
3.	Kirby	CANADIAN NATURAL RESOURCES	2013	80000
4.	Jackfish		2007	120000
5.	Christina Lake	CENOVUS ENERGY	2002	260000
6.	Foster Creek		2001	180000
7.	Sunrise		2015	60000
8.	Tucker		2006	30000
9.	Long Lake	CNOOC	2008	92000
10.	Great Divide	CONNACHER OIL & GAS	2008	20000
11.	Surmont	CONOCOPHILLIPS	2007	148000
12.	McKay River	EVEREST CANADIAN RESOURCES	2012	12000
13.	Hangingstone Demo	GREENFIRE RESOURCES	1999	10000
14.	Hangingstone Expansion		2017	20000
15.	BlackGold	HARVEST OPERATIONS	2018	10000
16.	Blackrod Pilot	INTERNATIONAL PETROLEUM CORP	2011	500
17.	Christina Lake	MEG ENERGY	2008	100000
18.	MacKay River	PETROCHINA	2016	35000
19.	Lindbergh	STRATHCONA RESOURCES	2015	18000
20.	Orion		2007	18000
21.	West Ells	SUNSHINE OILSANDS	2016	5000
22.	Firebag	SUNCOR ENERGY	2004	215000
23.	MacKay River		2002	38000

Наряду с успехом технологии SAGD в условиях нефтеносных песков Канады, были запущены опытные работы по испытанию данной технологии и в других странах. В настоящий момент проекты SAGD реализуются на следующих месторождениях: Ярегское (Республика Коми), Ашальчинское (Татарстан); Kern River (США); бассейн Orinoco (Венесуэла); Liaohe (Китай) и др.

Одним из перспективных направлений повышения эффективности проектов SAGD с технологической, экономической и, что немаловажно, с экологической точки зрения является использование углеводородных растворителей. В последние годы разработан ряд модификаций SAGD:

Vapour Extraction (VAPEX) - экстракция с помощью парообразного растворителя;

Expanding Solvent SAGD (ES-SAGD) - парогравитационного дренирование с добавлением растворителя;

Solvent Aided Process (SAP) — процесс с добавлением растворителя;

Steam Alternating Solvent (SAS) - попеременная подача пара и растворителя;

А также другие менее известные модификации.

Несмотря на разнообразие технологий, их можно разделить на три группы:

- технологии, в которых пар полностью заменен растворителем;

- совместная закачка пара и растворителя;

- последовательный (циклический) ввод пара и растворителя.

Данные модификации технологии SAGD будут более детально рассмотрены в рамках отдельной работы.

В данной работе было проведено исследование исторических аспектов становления и развития технологий разработки залежей СВН и ПБ, использующих гравитацию в качестве механизма притока нефти (битума) к добывающей скважине.

Были представлены возможные предпосылки к появлению одного из основных способов добычи таких ресурсов, как СВН и ПБ, технологии парогравитационного дренажа, более известного под аббревиатурой SAGD.

Дальнейшее увеличение числа месторождений с момента запуска первого проекта SAGD, разрабатываемых с использованием технологии парогравитационного дренажа или ее модификаций, свидетельствует об эффективности данного способа при разработке месторождений СВН и ПБ.

Библиографический список:

1. Байбаков, Н. К. Тепловые методы разработки нефтяных месторождений / Н. К. Байбаков, А. Р. Гарушев. – М., Недра, 1988. – 343 с.
2. «Steam Assisted Gravity Drainage (SAGD): A Unique Alberta Success Story with Implications for Future Investment in Energy Innovation», Institute for Sustainable Energy, Environment and Economy (ISEEE) Paper 20 - Alberta Energy Futures Working Paper. 2006.
3. Табаков В. П., Малафеев Г. Е., Гуров Е. И. Термошахтная разработка нефтяных и битумных месторождений. М. : ОАО «Всерос. нефтегаз. науч.-исслед. ин-т», 2010. – 406 с.
4. Рузин Л. М., Чупров И. Ф. Технологические принципы разработки залежей аномально вязких нефтей и битумов. Ухта: УГТУ, 2007. – 244 с.
5. Батлер Р. М. Горизонтальные скважины для добычи нефти, газа и битумов. М. – Ижевск : Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика, 2010. – 536 с.
6. Butler R. M., Mcnab G. S., Lo H. Y. (1981). «Theoretical studies on the gravity drainage of heavy oil during in-situ steam heating». The Canadian Journal of Chemical Engineering, 59(4), 455–460.
7. Butler, R.M., and D.J. Stephens. «The Gravity Drainage of Steam-heated Heavy Oil to Parallel Horizontal Wells». J Can Pet Technol 20 (1981): No Pagination Specified.
8. Pat. 1130201 Canada, Int. Cl.3 E 21 B 43/24. Method for continuously producing viscous hydrocarbons by gravity drainage while injecting heated fluids [Текст] / Butler R.M. (CA) ; assignee Granted to Esso Resources Canada Limited. - № 331,464 ; applied 10.07.79 ; published 24.08.82.
9. Al Bahlani, As Muatasim Mohammad, and Tayfun Babadagli. «A Critical Review of the Status of SAGD: Where Are We and What Is Next?». Paper presented at the SPE Western Regional and Pacific Section AAPG Joint Meeting, Bakersfield, California, USA, March 2008.
10. Oil Sands Magazine. Thermal In-Situ Facilities. Режим доступа: <https://www.oilsandsmagazine.com/projects/thermal-in-situ>. Дата доступа: 29.11.2021.

Моделирование взаимодействия кислот с породами пласта

Засовская М.А., Яшин Л.В.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Для увеличения продуктивности нефтяных скважин применяются большое количество методов. Одним из самых популярных является кислотная обработка скважин. Лабораторными и опытно-промышленными путями было выяснено, что наиболее подходящими для этого кислоты являются соляная (HCl) и плавиковая (фтороводородная) (HF). Альтернативой кислотными составами может быть азотная кислота, рассмотрение использования которой имеет достаточную актуальность в данном исследовании [1,2]. В связи с этим в данной работе ставится следующая цель: провести исследования реакций взаимодействия плавиковой, соляной и азотной кислот с породой пласта при помощи квантово-химических методов.

На скорость реакции кислоты с породами пласта влияет множество факторов, основными из них являются температура и давление. При росте температуры скорость реакции возрастает, а при росте давления падает. Из-за возрастания скорости химических реакций в пласте, кислота не может проникнуть в больший объём пласта, что уменьшает охват обработки [3].

Имеются два типа коллекторов: карбонатный и терригенный. Первый преимущественно состоит из кальцита (CaCO_3), доломита ($\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$) и сидерита (FeCO_3), тогда как второй сложен песчаниками и цементированными глинами. Второй представлен в основном кварцем (SiO_2), остальная часть представлена более сложными по строению полевыми шпатами, слюдами и глинистого цемента [2]. Порода пласта представлена в большей части данными соединениями. Зачастую, для их растворения, как уже писалось ранее, применяется две кислоты: соляная и фтороводородная. Также их применяют совместно в одном растворе, такую обработку называют глинокислотной (ГКО) [4]. Концентрация соляной кислоты для HCl не превышает 12% масс., а для HF 3% масс. [2].

Молекулярная кристаллическая структура силикатов представлена несколькими структурами: тетраэдр и октаэдр, а также более сложными структуры, состоящие из них. Например кристаллическая структура каолинита ($\text{Al}_4[\text{Si}_4\text{O}_{10}](\text{OH})_8$) (рисунок 1) [1].

Как видно из рисунка силикаты представляют собой особо сложную, по сравнению с другими рассматриваемыми компонентами, молекулярную структуру, что достаточно сильно осложняет моделирование данных соединений. Именно поэтому в данной работе рассматриваются более простые соединения. Квантово-химическое моделирование более сложных молекул, например как на рисунке 1, в данный момент является невозможным из-за сложного строения и большого числа молекул, для моделирования которых потребуются большие вычислительные мощности.

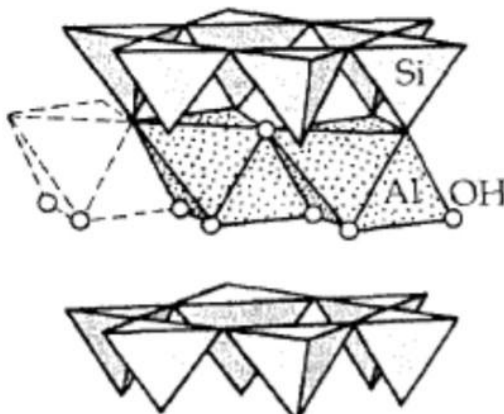


Рисунок 1 – Кристаллическая структура каолинита ($\text{Al}_4[\text{Si}_4\text{O}_{10}](\text{OH})_8$)

Моделирование взаимодействий трех кислот с компонентами породы пласта в программе Gaussian03 методом B3LYP/6-311++G(2d,2p) при нормальных условиях [5]. Результаты моделирования представлены в таблице 1.

Энергия образования молекул ($\Delta_r E$) показывает какое количество энергии необходимо затратить для разрушения связи или какое количество энергии высвобождается при прохождении реакции.

Энергия Гиббса и её изменение ($\Delta_r G$), показывают возможность протекания реакций при данных термодинамических условиях.

Изменение ($\Delta_r S$) энтропии и энтальпии ($\Delta_r H$) характеризуют “потерянную” энергию системы, энергию, которая могла бы быть включена в реакцию.

Отрицательная энергия Гиббса характеризуется для реакций со всеми кислотами с соединениями оксида кальция (CaO), карбоната кальция (CaCO₃), сульфат кальция (CaSO₄) и карбоната железа (FeCO₃), что характеризует прямое протекание реакций кислоты с компонентами породы пласта. Однако реакция с участием оксида железа (Fe₂O₃) имеет положительный термодинамический потенциал, что говорит о невозможности протекания реакций, что может быть связано с оксидной пленкой, образующейся на поверхности металла. Реакции с участием оксида кремния (SiO₂) показывают неоднозначный результат: с одной стороны, соляная кислота хорошо реагирует с данным компонентом, а с другой азотная кислота уже не взаимодействует с молекулами данного вещества.

Таблица 1 – Рассчитанные термодинамические характеристики (кДж·моль⁻¹) для реакций различных кислот с минералами

Реакция	B3LYP/6-311++G(2d,2p)			
	$\Delta_r E$	$\Delta_r H$	$\Delta_r G$	$\Delta_r S$
$2 \cdot \text{HNO}_3 + \text{CaO} \rightarrow \text{Ca}(\text{NO}_3)_2 + \text{H}_2\text{O}$	-598,56	-598,49	-552,87	-0,15
$2 \cdot \text{HCl} + \text{CaO} \rightarrow \text{CaCl}_2 + \text{H}_2\text{O}$	-539,54	-519,56	-488,23	-0,099
$2 \cdot \text{HF} + \text{CaO} \rightarrow \text{CaF}_2 + \text{H}_2\text{O}$	-498,66	-492,50	-462,18	-0,095
$6 \cdot \text{HNO}_3 + \text{Fe}_2\text{O}_3 \rightarrow 2 \cdot \text{Fe}(\text{NO}_3)_3 + 3 \cdot \text{H}_2\text{O}$	12170,25	11859,12	12082,25	-0,745
$6 \cdot \text{HCl} + \text{Fe}_2\text{O}_3 \rightarrow 2 \cdot \text{FeCl}_3 + 3 \cdot \text{H}_2\text{O}$	1453,70	1470,60	1572,45	-0,331
$6 \cdot \text{HF} + \text{Fe}_2\text{O}_3 \rightarrow 2 \cdot \text{FeF}_3 + 3 \cdot \text{H}_2\text{O}$	2037,22	2059,55	2128,75	-0,219
$2 \cdot \text{HNO}_3 + \text{CaCO}_3 \rightarrow \text{Ca}(\text{NO}_3)_2 + \text{H}_2\text{O} + \text{CO}_2$	-375,42	-377,88	-373,87	-0,014
$2 \cdot \text{HCl} + \text{CaCO}_3 \rightarrow \text{CaCl}_2 + \text{H}_2\text{O} + \text{CO}_2$	-316,39	-298,95	-309,23	0,035
$2 \cdot \text{HF} + \text{CaCO}_3 \rightarrow \text{CaF}_2 + \text{H}_2\text{O} + \text{CO}_2$	-275,52	-271,89	-283,18	0,039
$2 \cdot \text{HNO}_3 + \text{CaSO}_4 \rightarrow \text{Ca}(\text{NO}_3)_2 + \text{H}_2\text{SO}_4$	-251,30	-248,43	-210,75	-0,120
$2 \cdot \text{HCl} + \text{CaSO}_4 \rightarrow \text{CaCl}_2 + \text{H}_2\text{SO}_4$	-192,28	-169,49	-146,11	-0,072
$2 \cdot \text{HF} + \text{CaSO}_4 \rightarrow \text{CaF}_2 + \text{H}_2\text{SO}_4$	-151,41	-142,44	-120,05	-0,068
$2 \cdot \text{HNO}_3 + \text{FeCO}_3 \rightarrow \text{Fe}(\text{NO}_3)_2 + \text{H}_2\text{O} + \text{CO}_2$	-2117,16	-2072,22	-2061,21	-0,038
$2 \cdot \text{HCl} + \text{FeCO}_3 \rightarrow \text{FeCl}_2 + \text{H}_2\text{O} + \text{CO}_2$	-1968,00	-1905,02	-1916,13	0,038
$2 \cdot \text{HF} + \text{FeCO}_3 \rightarrow \text{FeF}_2 + \text{H}_2\text{O} + \text{CO}_2$	-1908,24	-1856,85	-1868,19	0,039
$4 \cdot \text{HNO}_3 + \text{SiO}_2 \rightarrow \text{Si}(\text{NO}_3)_4 + 2 \cdot \text{H}_2\text{O}$	43,94	35,61	131,89	-0,312
$4 \cdot \text{HCl} + \text{SiO}_2 \rightarrow \text{SiCl}_4 + 2 \cdot \text{H}_2\text{O}$	-717,91	-676,78	-585,78	-0,294
$4 \cdot \text{HCl} + \text{TiO}_2 \rightarrow \text{TiCl}_4 + 2 \cdot \text{H}_2\text{O}$	-609,69	-570,70	-489,01	-0,262

Почти для всех реакций наблюдается отрицательное значение энтропии. Данный знак указывает на рост энергии Гиббса с увеличением температуры. Данная зависимость наблюдается не во всех реакциях. Расхождение наблюдается при взаимодействии соляной и фтороводородной кислот с карбонатом кальция и карбонатом железа. В то время как, с азотной кислотой реакция протекает с обратным знаком. Все значения энтропии по модулю находятся в пределах десятых долей, за исключением реакций с участием компонентов, указанных выше: карбонатов кальция и железа, что говорит о меньшей зависимости реакций с ними от температуры. Наибольшие по модулю значения термодинамических параметров наблюдается для реакций с азотной кислотой.

Библиографический список:

1. Подбор оптимальной кислотной композиции для проведения успешной обработки призабойной зоны заглинизированного терригенного коллектора на основе сведений о минералогическом составе // З. Р. Давлетов, М. Д. Пахомов, М. К. Мурзатаева, В. Ю. Дингес. – Москва: РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина, 2012. – 51 с. – [Электронный ресурс]. – https://www.gubkin.ru/departaments/international_activity/files/4-report.pdf (11.11.2021).

2. Кислотные обработки пластов и методики испытания кислотных составов // Силин М. А., Магадова Л. А., Цыганков В. А., Мухин М. М., Давлетшина Л. Ф. – Москва: РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина, 2011. – 142 с. – [Электронный ресурс]. – <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=19602882> (11.11.2021).
3. Зиновьев А. М., Карпунин Н. А. Особенности кислотных обработок в условиях высокотемпературных коллекторов // А. М. Зиновьев, К. Н. Карпунин. – Москва: Вестник Евразийской науки, № 6, том 10, 2018. – с. 77-86. – [Электронный ресурс]. – <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=37012406> (12.11.2021).
4. Подбор основы кислотного состава пролонгированного действия для терригенных коллекторов с повышенным содержанием карбонатных минералов в условиях высоких пластовых температур // Н. А. Карпунин, А. А. Рязанов, П. В. Рошин, Л. Н. Хромых, Н. А. Щукин. – Москва: Вестник Евразийской науки, № 5, том 10, 2018. – с. 78-89. – [Электронный ресурс]. – <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=36768704> (12.11.2021).
5. M. J. Frisch, H. B. Schlegel, G. E. Scuseria, M. A. Rob, J. R. Cheeseman, J. A. Montgomery Jr., T. Vreven, K. N. Kudin, J. C. Burant, J. M. Millam, S. S. Iyengar, J. Tomasi, V. Barone, B. Mennucci, M. Cossi, G. Scalmani, N. Rega, G. A. Petersson, H. Nakatsuji, M. Hada, M. Ehara, K. Toyota, R. Fukuda, J. Hasegawa, M. Ishida, T. Nakajima, Y. Honda, O. Kitao, H. Nakai, M. Klene, X. Li, J. E. Knox, H. P. Hratchian, J. B. Cross, V. Bakken, C. Adamo, J. Jaramillo, R. Gomperts, R. E. Stratmann, O. Yazyev, A. J. Austin, R. Cammi, C. Pomelli, J. W. Ochterski, P. Y. Ayala, K. Morokuma, G. A. Voth, P. Salvador, J. J. Dannenberg, V. G. Zakrzewski, S. Dapprich, A. D. Daniels, M. C. Strain, O. Farkas, D. K. Malick, A. D. Rabuck, K. Raghavachari, J. B. Foresman, J. V. Ortiz, Q. Cui, A. G. Baboul, S. Clifford, J. Cioslowski, B. B. Stefanov, G. Liu, A. Liashenko, P. Piskorz, I. Komaromi, R. L. Martin, D. J. Fox, T. Keith, M. A. Al-Laham, C. Y. Peng, A. Nanayakkara, M. Challacombe, P. M. W. Gill, B. Johnson, W. Chen, M. W. Wong, C. Gonzalez, and J. A. Pople, Gaussian 03, 2003. – [Электронный ресурс]. – <https://gaussian.com/g03citation/> (10.11.2021).

УДК 331.087

Эксплуатация осложненного механизированного фонда скважин Лыаельской площади Ярегского месторождения ТПП «ЛУКОЙЛ-Ухтанефтегаз» методом SAGD

Иванов А.О.

ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» ТПП «ЛУКОЙЛ-Ухтанефтегаз», г. Ухта

Общая информация

Одно из перспективных направлений развития деятельности ООО «ЛУКОЙЛ Коми» в Тимано-Печорской провинции связано с разработкой и обустройством Ярегского нефтетитанового месторождения битуминозной нефти. На сегодняшний день, запасы месторождения вовлекаются двумя технологиями:

- шахтный способ добычи тремя шахтами, которое осуществляется с 30-х годов прошлого века,
- добыча сверхвязкой нефти механизированным способом с помощью горизонтальных скважин, пробуренных в толщинах менее 20 м.

Характеристика Ярегского месторождения

Ярегское нефтетитановое месторождение было открыто в 1932 году и включает в себя Ярегскую, Лыаельскую и Вежавожскую площади. Разработка месторождения ведется в соответствии с действующим проектным документом – «Технологической схемой разработки Лыаельской и Вежавожской площадей Ярегского месторождения Республики Коми». Пробуренный фонд скважин по состоянию на апрель 2021 года составлял 210 скважин, включая 98 добывающих, 93 нагнетательных, 92 контрольных, 10 оценочных, 216 ликвидированных и одну консервированную скважину. Средняя глубина залегания пласта 200 м, тип коллектора трещиновато поровый.

В стандартных условиях нефть Ярегского месторождения относится к типу битуминозных, сверхвязких и высокосмолистых. Вязкость нефти в пластовых условиях – 12 000 мПа*с, плотность в поверхностных условиях – 933 кг/м³. Содержание силикагелевых смол превышает 20%, масел – 73%.

Лыаельская площадь. Общая информация.

К технологии SAGD горизонтальными скважинами пришли не сразу, были попытки эксплуатации вертикальными скважинами. Опытно-промышленные работы (ОПР) по тепловому воздействию на пласт через скважины, пробуренные с поверхности, были начаты на Лыаельской площади еще в 1973 году. Работы проводились на опытно-промышленном участке №1 (ОПУ-1), но в октябре 1995 года были приостановлены по причине нерентабельности технологии.

С 2005 по 2011 гг. на ОПУ-3 проводились опытные работы добычи нефти по испытанию технологии термогравитационного дренирования пласта (ТГДП) в системе горизонтальных скважин с горизонтальным продолжением 300 м (классический SAGD с вертикальным устьем). Средний дебит нефти по скважинам составил 6,9 т/сут. Работы приостановлены по причине прогрессирующих прорывов пара в действующие горные выработки Нефтешахты №2.

Начиная с 2011г. на участке ОПУ-5 начаты опытные работы по испытанию термогравитационного дренирования пласта (ТГДП) в системе наклонно-направленных скважин с горизонтальными окончаниями протяженностью до 1000 м. Всего было пробурено 5 горизонтальных пар скважин во встречном направлении друг к другу. После проведения испытаний, в 2013 году с помощью этой технологии была начата промышленная эксплуатация Лыаельской площади Ярегского месторождения.

Описание технологии SAGD

Принцип технологии термогравитационного дренирования пласта заключается в следующем: пара горизонтальных скважин (добывающая нижняя и нагнетательная верхняя) бурится в подошве продуктивного пласта. В нагнетательную скважину закачивается пар, который образует в пласте «паровую камеру». Паровая камера, расширяясь, разогревает холодную вязкую нефть, которая вместе со сконденсировавшимся паром под действием гравитационных сил стекает к добывающей скважине, по которой нефтесодержащая жидкость с помощью глубинно-насосного оборудования откачивается на поверхность.

Процесс парогравитационного воздействия начинается со стадии предварительного прогрева, где в течение нескольких месяцев происходит циркуляция пара в обеих скважинах (нагнетательная и добывающая). После предварительного прогрева скважины переводят в эксплуатацию, где в продуктивном пласте происходит рост паровой камеры вверх и продолжается до тех пор, пока она не достигнет кровли пласта, после чего она начинает расширяться в стороны. При этом нефть всегда находится в контакте с высокотемпературной паровой камерой. Таким образом, потери тепла минимальны, что делает этот способ разработки выгодным с экономической точки зрения.

Особенностью Ярегского месторождения является то, что высоковязкая нефть является одним из компонентов цементирующего скелет породы вещества. Таким образом, при разогреве и создании депрессии на пласт при добыче нефти как термошахтным способом, так и добычей с поверхности, происходит интенсивный вынос механических примесей. С целью минимизации выноса мех.примесей при заканчивании скважин применяются нецементируемые фильтры-хвостовики с лазерной щелевой перфорацией, устанавливаемые с применением различных модификаций водо-нефте-набухающих пакеров. Ширина щелей в данных фильтрах составляет 180-400 мкм.

Так же, с целью снижения темпов набора угла при бурении горизонтальных участков, а также для обеспечения безаварийных спуско-подъемных операций и эксплуатации глубинно-насосного оборудования горизонтальные скважины строятся с буровых станков с наклонными мачтами. Таким образом, устья скважин, в отличие от традиционных месторождений, имеют наклонные устья. При проведении работ по текущему и капитальному ремонту скважин применяются специально разработанные подъемные агрегаты с наклонными мачтами.

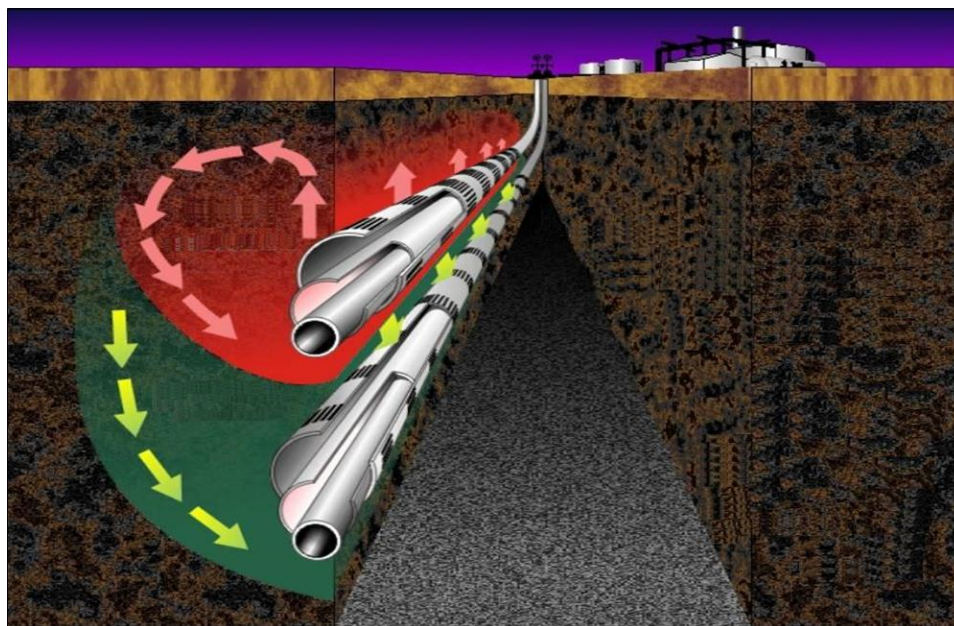


Рисунок 1 – Термогравитационное дренирование пласта

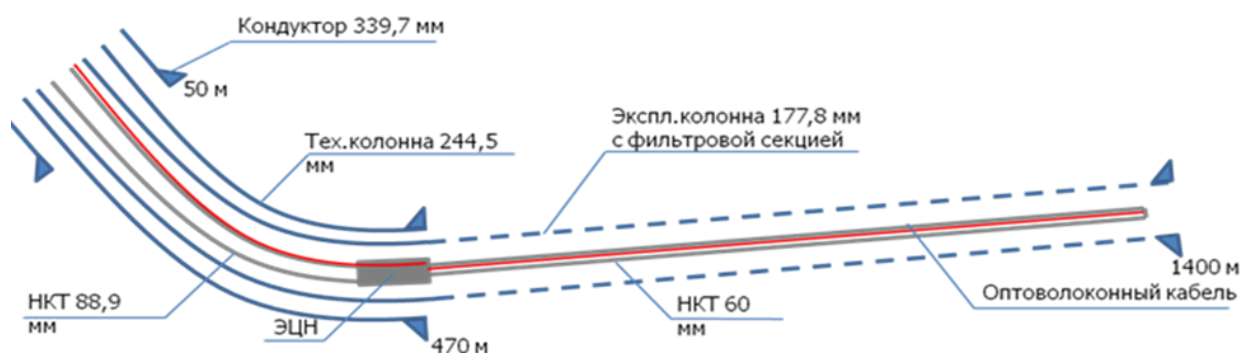


Рисунок 2 – Конструктивная особенность скважин Лыаельской площади с наклонным устьем

Борьба с осложняющими факторами при эксплуатации механизированного фонда скважин.

По состоянию на апрель 2021 года на Лыаельской площади велась разработка 23 блоков, преимущественно пробуренных во встречных направлениях с двух противоположных площадок. Действующий фонд составлял 94 скважины, средний дебит нефти – 19 т/сут, дебит жидкости – порядка 88 м³/сут.

Основными технологическими проблемами при эксплуатации механизированного фонда Лыаельской площади технологией SAGD являются высокая температура добываемой жидкости, что приводит к перегреву ГНО, и высокое содержание механических примесей в добываемой продукции, что приводит к засорению рабочих органов УЭЦН.

Причиной роста температуры является особенность геологического строения (трещиноватость) и схема разработки залежи - нагрев пласта осуществляется паронагнетательными скважинами для снижения вязкости методом «SAGD», за счёт чего происходит разогрев зоны пласта между добывающей и нагнетательной скважинами. Процесс сопровождается прорывами пара, вследствие чего происходит рост температуры добываемой жидкости и снижение давления на приёме УЭЦН до 0,4 МПа, что приводит к вскипанию скважинной жидкости и остановкам УЭЦН по срыву подачи, либо снижению изоляции.

Высокое содержание механических примесей в добываемой продукции связано с геологическим строением залежи - в ходе термического воздействия на пласт происходит разрушение цементировочного материала и вынос его по трещинам, вызывая засорение ГНО, а также пересыпание ствола скважины. Избыточный вынос твёрдых частиц может привести к снижению дебита или отсутствию подачи УЭЦН добывающей скважины и эрозии оборудования.

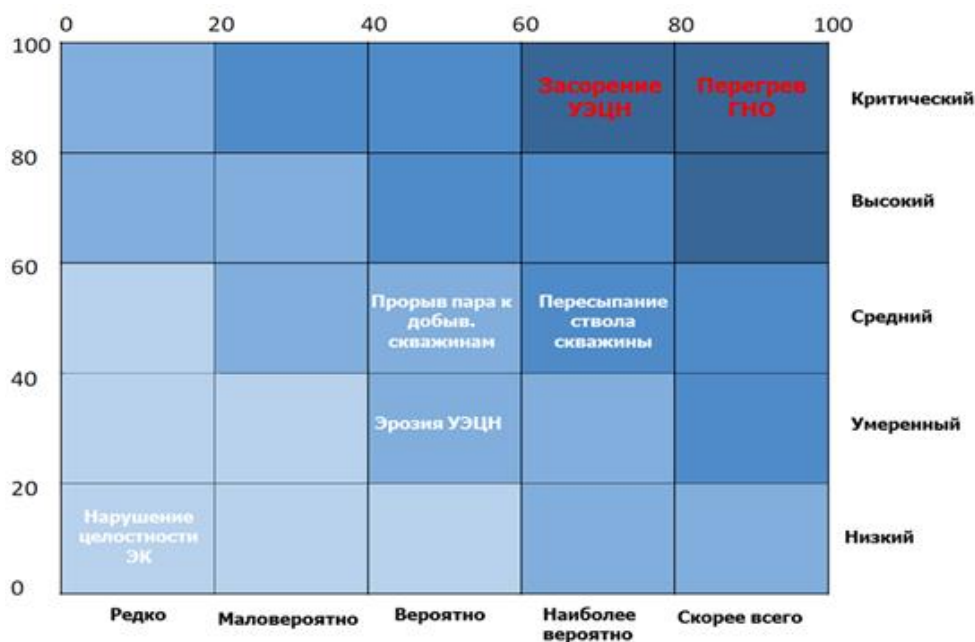


Рисунок 3 – Матрица оценки вероятности производственных проблем при реализации технологии SAGD

В целях предотвращения засорения УЭЦН механическими примесями, в период с 2018 по 2019гг выполнены испытания фильтров тонкой очистки 4 заводов-изготовителей с шириной щели фильтрующего элемента от 50 до 250 мкм. В результате внедрения фильтров снижено влияние механических примесей на работу УЭЦН, сокращён часторемонтируемый фонд с 7 до 0 скважин, увеличена наработка на отказ на +290 суток.

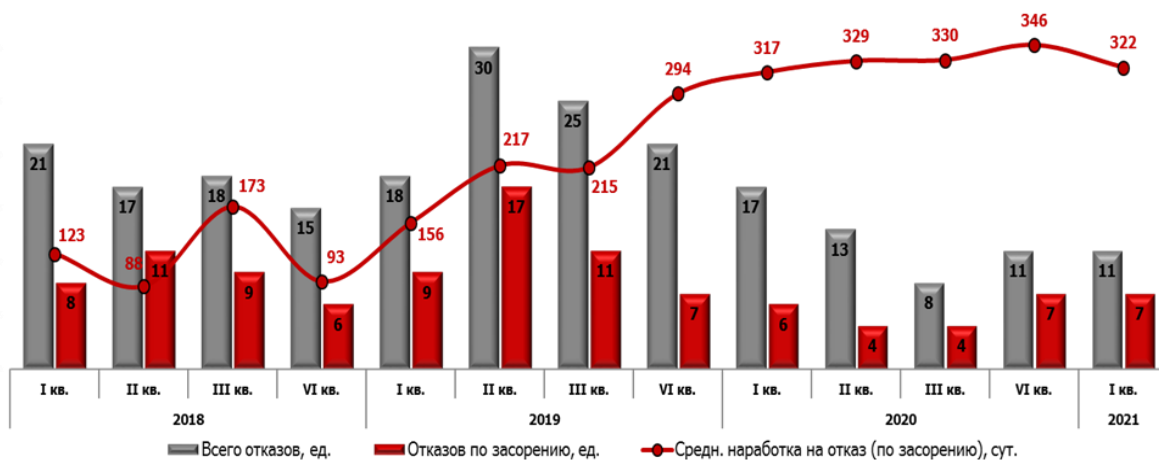


Рисунок 4 – Динамика изменения наработки и количества отказов УЭЦН, осложненных выносом мех. примесей в период 2018-2021 гг

Если проблему с механическими примесями удалось решить спуском фильтров, то для борьбы с высокой температурой необходим комплексный подход. Поузловой анализ отказов позволил выявить, что более 50% отказов происходят по причине потери изоляции в кабельной муфте, 45% отказов происходят по причине потери изоляции в погружном двигателе.

С целью недопущения отказов по кабельной муфте, в 2020 году проведен следующий комплекс мероприятий:

- Совместно с заводом-изготовителем кабельных муфт проведено техническое совещание с целью комиссионного мониторинга изготовления кабельных удлинителей с муфтой Б46-4, а также ком. разбора кабельных муфт Б46-4. По результатам совещания утверждён протокол с рекомендациями и методикой по изготовлению кабельного удлинителя и сборки кабельной муфты. При распиле кабельных муфт внутри корпуса обнаружено сдавливание полимерной изоляции EPDM при термическом расширении уплотнителей и их

воздействии на жилу, в связи с чем рекомендовано применение на фонде скважин Лыаельской площади кабельной муфты типа Б49 взамен Б46-4 ввиду наличия удлиненного штепсельного наконечника, защищающего изоляцию EPDM от механического воздействия уплотнителей при термическом расширении. В марте 2021 года началась плановая поставка муфт Б49 в ООО «ЛУКОЙЛ ЭПУ Сервис».

- Также, по инициативе ТПП «ЛУКОЙЛ-Ухтанефтегаз», поставщиком выполнена замена уплотнителя «С-СИЛ» на резиновую смесь «Бунапол-SB», который имеет температурный интервал работоспособности от -50 до +240°C.

С целью недопущения отказов по причине потери изоляции в двигателе проводятся следующие мероприятия:

- Применение термостойкого ГНО с ограничением заявленного температурного режима до 200 °С;

- Для снижения влияния высокой температуры и перегрева ГНО производится спуск УЭЦН в кожухе с центратором ПЭД для увеличения скорости охлаждения ПЭД, ГЗ, КМ;

- Для контроля и анализа причин отказа, в верхней и нижней части корпуса ПЭД устанавливаются две индикаторные термопробки. При проведении демонтажа УЭЦН, выявлен перегрев ПЭД в верхней части (деформация индикатора на 180, 200 °С), учитывая, что температура обмотки ПЭД по показаниям ТМС ограничена максимальной уставкой 150 °С;

- Ведется постоянный контроль работы фонда, оперативно проводится работа по уменьшению/перераспределению объемов закачки пара, регулировке частоты ПЭД.

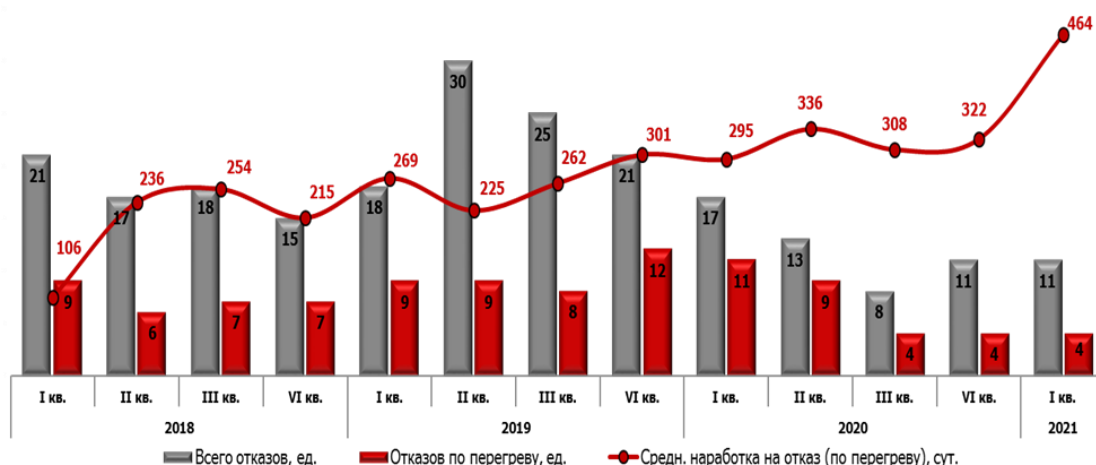


Рисунок 5 – Динамика изменения наработки и количества отказов УЭЦН, осложненных высокой температурой в период 2018-2021 гг

Применение оптоволоконных систем

Дополнительным мероприятием по контролю за разработкой и распределением температуры по стволу скважины является применение оптоволоконных систем (ОВС). Эта работа началась в ТПП «ЛУКОЙЛ-Ухтанефтегаз» в период 2012-2016 гг. Изначально, ОВС были установлены в 21-ой добывающей скважине с размещением оптоволоконного кабеля за эксплуатационной колонной при заканчивании скважины. Однако в 2017 г., по причине обрывов ОВС из-за термического расширения, работы по оборудованию скважин ОВС были приостановлены.

В 2018 году работы по оборудованию скважин ОВС были возобновлены. Проведены ОНР по испытанию ОВС, спускаемых в скважину при проведении КРС двумя различными способами:

- Установка ОВС на хвостовик ТМС;
- Установкой ОВС в гибкой насосно-компрессорной трубе (ГНКТ).

Об эффективности применения ОВС говорят следующие факты:

- Анализ показаний ОВС позволяет выделять непроницаемые пропластки по стволу скважин, что выражается в снижении температуры в различных интервалах со 160 °С до 50°C. Полученные данные позволяют корректировать объемы закачки пара на влияющей нагнетательной скважине;

- Анализ показаний ОВС позволяет корректировать глубины спуска ЭЦН с учетом температурного режима пласта;
- Применение ОВС на нагнетательном фонде позволяет принять решение о корректировке глубины спуска воронки для обеспечения наиболее равномерного разогрева массива и вовлечения максимального количества запасов в добычу за счет равномерного разогрева интервала с непроницаемыми глинистыми пропластками.

Итоги работы

Комплексный подход по работе с механизированным фондом скважин позволил обеспечить устойчивый рост наработки глубинно-насосного оборудования (ГНО) на отказ, сократить часторемонтируемый фонд (ЧРФ) до 0 ед., а также снизить как общее количество отказов по механизированному фонду скважин, так и количество отказов по скважинам, не отработавшим гарантийный срок.

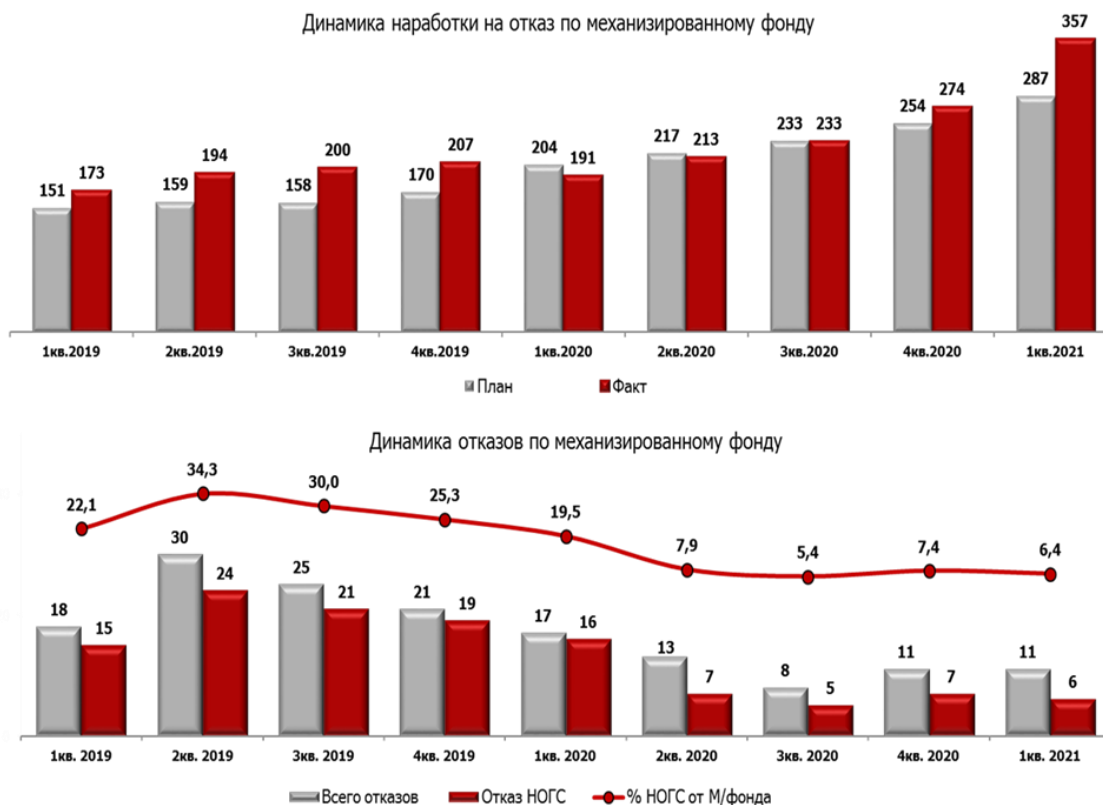


Рисунок 6 – Динамика изменения наработки и количества отказов УЭЦН Лыяельской площади

Перспективы разработки Лыяельской площади

С учетом достигнутых результатов по разработке северной части Лыяельской площади, существуют перспективы развития центральной и южной части залежи. Планируется разбуривание залежи с нефтенасыщенными толщинами менее 10-15 метров. Для реализации данных целей, необходимо применение альтернативного глубинно-насосного оборудования.

Для решения задач по повышению добычи нефти и наработки на отказ глубинно-насосного оборудования, а также оптимальной работе глубинно-насосного оборудования в осложненных условиях Ярегского месторождения было принято решение о проведении опытно-промышленных испытаний Цельнометаллических пяти комплектов штанговых винтовых насосов с наземным приводом. К сожалению, ни по одному из пяти комплектов ключевые критерии эффективности достигнуты не были. Данная технология была признана непригодной для применения на скважинах Лыяельской площади до устранения конструктивных недоработок оборудования.

До конца 2021 года запланировано проведение ОПР по испытанию термометрической системы (ТМС) с выносным датчиком (термопарой), фиксирующим температуру до 250°C в верхней части обмотки статора ПЭД с целью выявления и недопущения перегрева и отказа кабельных муфт удлинителя и электродвигателя.

В 2022 году планируется проведение ОПР теплообменника (ТЭД), устанавливаемого между ТМС и ПЭД с целью принудительной подачи (циркуляции) охлажденного масла через отверстие в валу, что позволит выровнять общую температуру масла в электродвигателе и избежать перегрева верхней части ПЭД.

Наконец, на 2023 год запланировано проведение ОПР комплекса оборудования для эксплуатации наклонных скважин с SAGD штанговыми насосами типа СПР с гидравлическим приводом.

Библиографический список:

1. Защита насосного оборудования нефтяных скважин в осложненных условиях эксплуатации / А.В. Минеев, Н.Д. Булчаев, П.М. Кондрашов // ТЕРРИТОРИЯ НЕФТЕГАЗ. – 2010. – с.82-85. Текст: непосредственный.
2. Метод разработки тяжелых нефтей и природных битумов с помощью усовершенствованной технологии парогравитационного воздействия / Б.А. Ерёменко // СБОРНИК ТЕЗИСОВ 69-ой международной молодежной научной конференции «Нефть и газ». – 2015. – с.18. Текст: непосредственный.

УДК 622.276.57:622.276.65

Опыт применения технологии выравнивания профиля приемистости при пароциклических обработках скважин с применением модифицированного осадкообразующего состава «ООС-ПермНИПИнефть»

Климов Н.А., Попов С.Г., Пермяков А.Ю., Лебедев К.П., Хайбуллин Р.Г., Якимова Т.С.,
Кашин М.И., Гаршина О.В.

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми, г. Пермь

Методы теплового воздействия на пласт при разработке месторождений с высоковязкой нефтью широко применяются с 80-х годов прошлого века. В частности, в отечественной практике применяется метод пароциклических обработок (ПЦО) при разработке Пермоярской залежи Усинского месторождения Компанией «ЛУКОЙЛ» [1]. На текущий момент в рамках проводимых ПЦО отмечается ряд проблем:

- неравномерный прогрев продуктивных пропластков ввиду разницы проницаемостей и, как следствие, преимущественная выработка запасов наиболее проницаемого пропластка;
- снижение эффективности ПЦО с увеличением количества циклов обработки (более 5) ввиду выработанности запасов наиболее проницаемого пропластка – снижение начального прироста дебита нефти при ПЦО на 33 % к восьмому циклу по отношению к первому.

Проблемы неравномерного прогрева пластов при ПЦО традиционно решаются путем закачки в скважины химических композиций для выравнивания профиля приемистости (ВПП) пара при ПЦО. На текущий момент для ВПП при ПЦО на Усинском месторождении наиболее широко применяются осадкообразующие термотропные композиции на основе солей алюминия и карбамида [2]. Выбор данных составов логичен по причине того, что механизм действия составов данного типа основан на влиянии пластовой температуры, при этом в рамках представленных в литературе результатов лабораторных исследований отсутствуют данные об изменении свойств композиций под воздействием экстремально высоких температур (более 200 °С), которые характерны для скважин при ПЦО.

Филиалом ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми разработан модифицированный осадкообразующий водоизоляционный состав «ООС-ПермНИПИнефть» термотропного действия для пластовых температур от 30 до 100 °С. В рамках разработки рецептуры состава обеспечены возможность регулирования времени потери текучести во всем диапазоне представленных температур, высокие структурно-механические свойства (СМС) и термостабильность получаемых объемных осадков при долгосрочной выдержке.

В 2020 г. проведена адаптация рецептуры «ООС-ПермНИПИнефть» для температурных условий при ПЦО. В результате проведенной адаптации обеспечено увеличение СМС и стабильности получаемых объемных осадков при температуре более 200 °С.

В рамках проведения адаптации «ООС-ПермНИПИнефть» проведены сравнительные испытания с промышленно применяемым составом (состав-аналог 1) и составом на основе метасиликата натрия (состав-аналог 2) (таблица 2).

Таблица 2 – Сравнение свойств «ООС-ПермНИПИнефть» и составов-аналогов

Состав	Время потери текучести при 70 °С, ч	Твердость осадка при 70 °С, г-сила	Твердость осадка при 200 °С, г-сила	Синерезис при 200 °С, % об
ООС	20	11 980	795	3
Аналог 1	80	670	0	50
Аналог 2	7	47	0	100

В качестве СМС с помощью анализаторов текстуры модели СТЗ определялась твердость получаемых объемных осадков (г-сила) как максимальная нагрузка на образец объемного осадка в ходе сжатия при которой происходит растрескивание объемного осадка (таблица 2). Синерезис объемных осадков рассчитывался путем измерения объема выделившейся водной фазы, с последующим отнесением объема водной фазы к объему исходного состава, помещаемого в термобарическую ячейку для выдержки при 200 °С.

Внешний вид объемных осадков после выдержки при 70 °С и последующей выдержки при 200 °С представлен на рисунке 1.



«ООС-ПермНИПИнефть»
70 °С



Аналог-1
70 °С



Аналог-2
70 °С



«ООС-ПермНИПИнефть»
200 °С



Аналог-1
200 °С

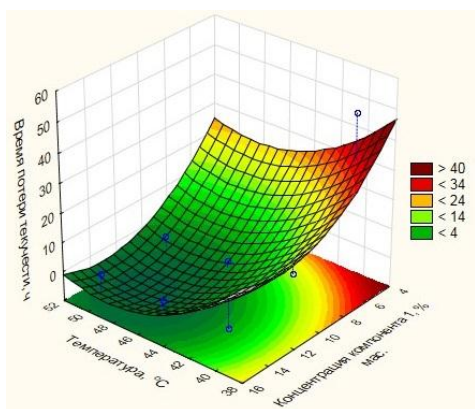


Аналог-2
200 °С

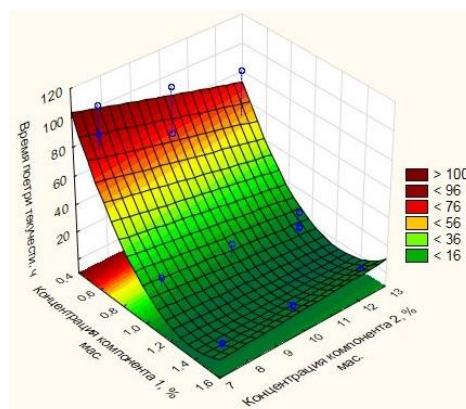
Рисунок 1 – Внешний вид объемных осадков после выдержки при температурах, соответствующих ПЦО

Для регулирования времени потери текучести «ООС-ПермНИПИнефть» применен метод математического моделирования по схеме полнофакторного эксперимента. Исходя из механизма действия состава в качестве факторов при проведении полнофакторного эксперимента выбраны концентрации компонентов ВИС и пластовая температура, в качестве функции отклика – время потери текучести.

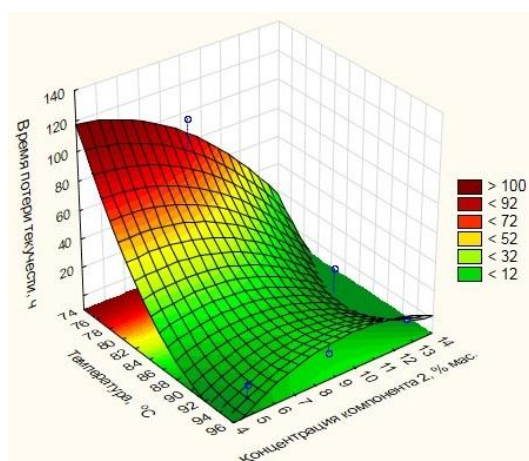
В ходе разработки рецептуры «ООС-ПермНИПИнефть» по схеме полнофакторного эксперимента получен ряд математических моделей, которые позволяют подбирать рецептуры составов с регулируемым временем потери текучести в диапазоне 2-24 ч при температурах от 30 до 100 °С (рисунок 2).



30-60 °С



60-75 °С



70-100 °С

Рисунок 2 – Изображение поверхностей отклика по параметру – время потери текучести в зависимости от концентраций термочувствительных компонентов и температуры

При проведении фильтрационных исследований также отмечена максимальная устойчивость «ООС-ПермНИПИнефть» при температурах до 200 °С. Методика проведения эксперимента: при 70 °С определялась относительная фазовая проницаемость керновых моделей по воде ($K_{прв1}$), после чего проводилась закачка химических композиций с выдержкой на реакцию. После повторно определялись относительные фазовые проницаемости моделей по воде ($K_{прв2}$). Затем керновые модели нагревались до 200 °С и проводилась прокачка теплоносителя (пароводяная смесь) при данной температуре. После керновые модели охлаждались 70 °С и повторно определялись относительные фазовые проницаемости по воде ($K_{прв3}$). Результаты фильтрационных исследований представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Результаты фильтрационных исследований «ООС-ПермНИПИнефть» и составов-аналогов

Состав	$K_{прв1}$, мД	$K_{прв2}$, мД	$K_{прв3}$, мД
ООС	70	0,09	6,1
Аналог 1	108,5	1,6	6,4
Аналог 2	75,5	13,5	46,5

Адаптированная рецептура «ООС-ПермНИПИнефть» испытана на двух скважинах Усинского месторождения в 2021 г. Цель работ – перераспределение профиля приемистости пара при ПЦО за счет закачки разработанного состава «ООС-ПермНИПИнефть»

В результате применения «ООС-ПермНИПИнефть» в качестве жидкости для выравнивания профиля прогрева скважины при проведении ПЦО отмечено перераспределение профиля приемистости пара – расширение профиля приемистости на скважине «Х» на 8,5 м, на скважине «У» на 11,8 м (рисунок 3).

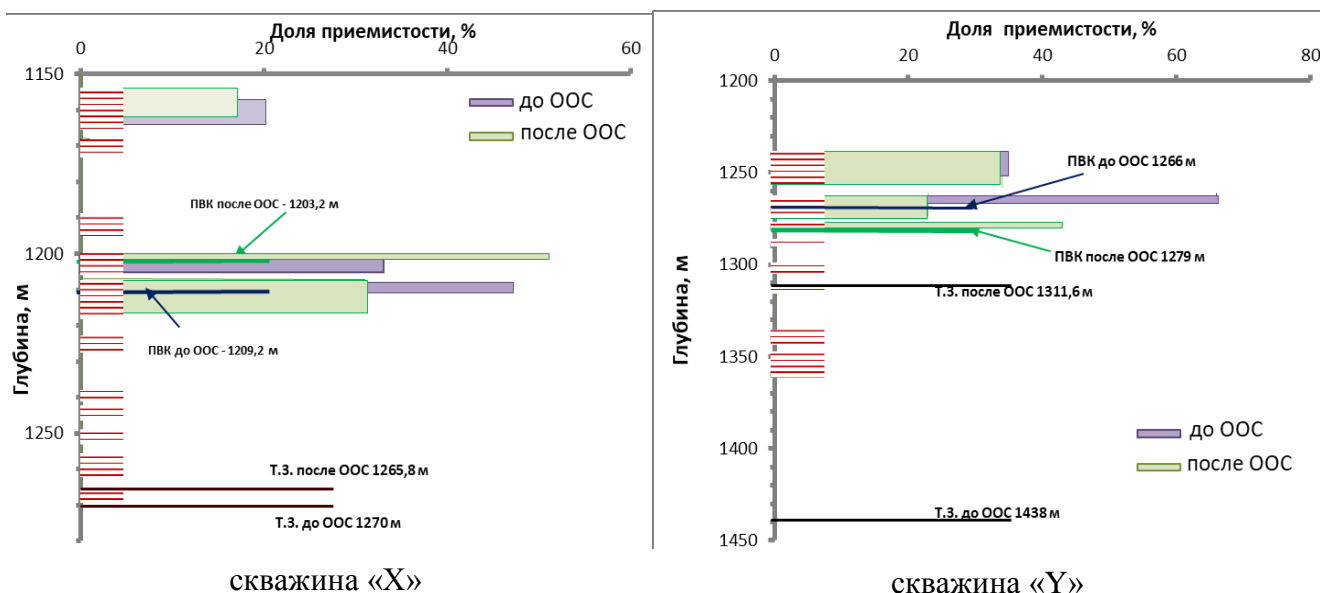


Рисунок 3 – Перераспределение профилей приемистости пара, полученные в результате применения «ООС-ПермНИПИнефть»

Средний прирост дебита нефти после ПЦО с применением состава «ООС-ПермНИПИнефть» составил – 23 т/сут (за первый месяц работы). При планируемом приросте до 15,6 т/сут.

В итоге можно сделать следующие выводы:

1. На текущий момент при разработке пермокарбонатной залежи Усинского месторождения методом ПЦО отмечен ряд проблем:

- неравномерный прогрев продуктивных пропластков ввиду разницы проницаемостей и, как следствие, преимущественная выработка запасов наиболее проницаемого пропластка;
- снижение эффективности ПЦО с увеличением количества циклов обработки (более 5) ввиду выработанности запасов наиболее проницаемого пропластка;

2. Филиалом ООО «ЛУКЙОЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми разработан и адаптирован для ВПП при ПЦО модифицированный осадкообразующий состав «ООС-ПермНИПИнефть».

3. «ООС-ПермНИПИнефть» характеризуется рядом преимуществ перед составами аналогами:

- СМС при 70 °С увеличены в 15 раз;
- Возможность регулирования времени потери текучести за счет использования математической модели;
- Устойчивость объемного осадка при 200 °С в 17 раз выше, чем у составов-аналогов (отсутствие синерезиса);
- Высокий фактор остаточного сопротивления по воде ≥ 700 при 70 °С.

4. По результатам ОПР отмечен средний прирост дебита нефти порядка 23 т/сут (за первый месяц работы) при планируемом приросте до 15,6 т/сут. Таким образом прирост дебита нефти составил 47 %.

Библиографический список:

1. Обобщение опыта проведения пароциклических обработок на Пермокарбонатной залежи Усинского месторождения. Инновационные технологические решения при пароциклических обработках скважин / Д.В. Андреев, А.Ю. Карманов, Д.Н. Письменников, И.В. Кувшинов, Л.К. Алтунина, В.А. Кувшинов // Нефтепромышленное дело – 2018 – № 7 – с.40-47.
2. «Интеллектуальные» химические композиции для увеличения нефтеотдачи залежей высоковязких нефтей / Л.К. Алтунина, В.А. Кувшинов, И.В. Кувшинов // Нефть Газ Новации – 2015 – № 12 – с.68-73.

Анализ изменения коэффициентов фильтрационных сопротивлений при обводнении скважин

Контарев А.А., Рогов Е.А.

ООО «Газпром ВНИИГАЗ», поселок Развилка, Московская обл.

Аннотация. В статье представлен анализ результатов исследований эксплуатационных газовых скважин на стационарных режимах фильтрации, позволяющий определить начало процессов обводнения по характеру изменения коэффициентов фильтрационных сопротивлений.

Крупнейшие в мире газовые месторождения Западной Сибири, пущенные в эксплуатации еще в прошлом столетии, в настоящее время находятся на завершающей стадии разработку, и при этом обеспечивают существенную долю общероссийской добычи газа.

Многие из месторождений-гигантов имеют массивное или пластово-массивное строение и практически все они являются водоплавающими. Уникальные фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) продуктивных пластов определяют высокую продуктивность скважин. Подстилающая газовые залежи по всей площади пластовая вода является естественным природным инструментом, поддерживающим пластовое давление в ходе разработки.

При этом актуальной становится задача прогноза выбытия эксплуатационных скважин в бездействующий фонд по причине обводнения при эксплуатации месторождений на завершающей стадии разработки.

Одними из основных параметров, определяющих показатели разработки месторождений, являются коэффициенты фильтрационного сопротивления скважин. Коэффициент фильтрационного сопротивления (КФС) α характеризует параметры пласта-коллектора в призабойной зоне скважины, КФС β – зависит от конструкции забоя скважины [1, 5]. Например, с целью повышения ФЕС продуктивных пластов и снижения коэффициента α , особенно в случае оборудования забоя скважины по типу «открытый ствол», в промысловых условиях широкое распространение получили физико-химические методы воздействия на призабойную зону пласта (ПЗП). [2, 3]. Как правило, после проведения обработки ПЗП физико-химически активными технологическими жидкостями производительность эксплуатационных скважин резко возрастает [4].

Обводнение эксплуатационных скважин сопровождается характерным изменением КФС: коэффициент β значительно увеличивается, коэффициент α существенно не меняется или меняется незначительно. Соотношение КФС α / β в начале обводнения скважин отмечается в пределах 1000 - 1500, а в случае поступления воды в сепаратор может снижаться до значений 50 и менее.

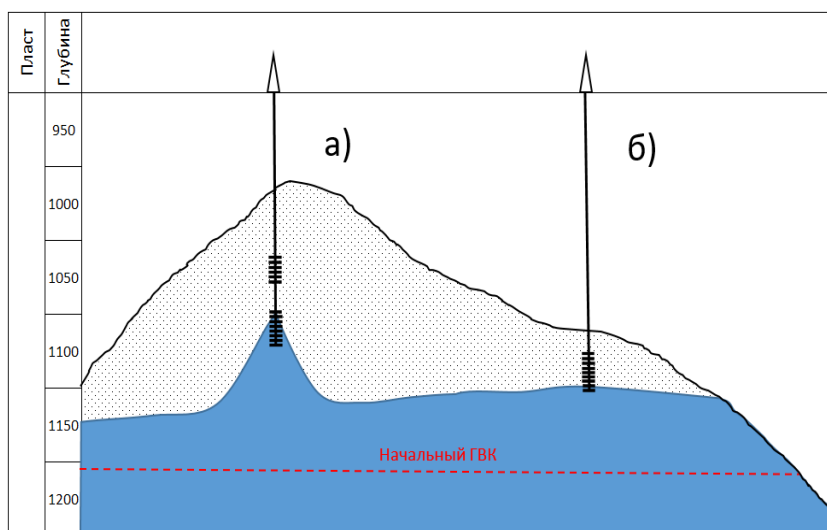
По динамике изменения КФС при обводнении скважин условно можно выделить 2 группы.

В первой группе скважин отмечается постепенное увеличение значений обоих КФС (при этом темп увеличения коэффициента α будет выше, по сравнению с коэффициентом β). Эти изменения характерны для начала процессов активизации пластовых вод в околоскважинной зоне пласта-коллектора. Ухудшение продуктивности эксплуатационных скважин связано с постепенным общим подъемом уровня газоводяного контакта, обводнением нижних газоотдающих интервалов, сокращением дренируемых газонасыщенных толщин (рисунок 1 б).

Во второй группе скважин с увеличением КФС β и снижением отношения α / β , отмечается существенное снижение коэффициента α .

По данным газодобывающих предприятий наличие пластовой воды в продукции этой группы скважин изменяется в широких пределах и характеризуется тенденцией к увеличению с ростом депрессии на пласт. Отношение коэффициентов α / β , по сравнению с первой группой будут иметь невысокие значения при сопоставимом поступлении пластовой воды.

Такую динамику изменения КФС можно объяснить за счет подъема начального уровня газоводяного контакта (ГВК), и как следствие, образования конуса обводнения (рисунок 1). В этом случае производительность эксплуатационных газовых скважин может характеризоваться не действительными, а кажущимися значениями КФС α и β . Выше сказанное можно пояснить на примере, приведенном на рисунке 2.



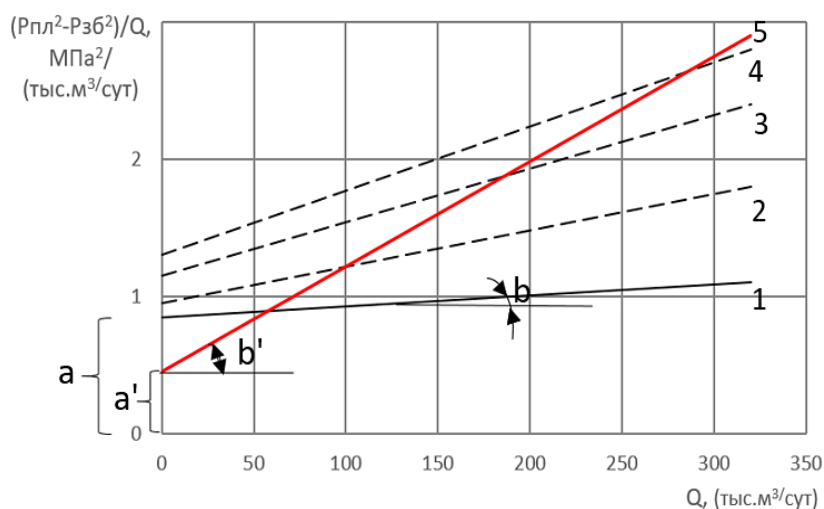
а) – подъем подошвенных вод в виде конуса, б) – равномерное продвижение контакта

Рисунок 1 - Примеры продвижения ГВК в районе эксплуатационных газовых скважин

Предположим, что производительность газовой скважины после ввода в эксплуатацию описывается линией 1 и значения КФС условно составляют α , b . По мере подъема уровня ГВК, формирования конуса обводнения и поступления воды в продукцию скважины, при проведении последующих газодинамических исследований скважин (ГДИС) будут получены следующие результаты: по мере увеличения депрессии на пласт-коллектор от 1 режима к режимам 2 и 3, производительность газовой скважины будет постоянно снижаться (рисунок 2, линии 2, 3, 4).

Однако по результатам обработки ГДИ по стандартной методике будут получены кажущиеся значения КФС α' и b' (рис. 2, линия 5), при этом коэффициенты $\alpha' < \alpha$, $b' > b$ и $\alpha'/b' \ll \alpha/b$.

Таким образом, в случае обводнения скважин за счет подъема подошвенных вод в виде конуса определить соответствующие значения КФС α и b , исследуя скважину на стационарных режимах затруднительно. Вышеизложенное хорошо согласуется с результатами промыслово-геофизических исследований скважин. Увеличение коэффициента b отмечается до начала двухфазного движения потока «газ-жидкость», то есть в начале процесса обводнения газонасыщенного интервала. Величина КФС b увеличивается вдвое и дальнейшее его увеличение наблюдается при условии увеличении содержания жидкой фазы в газовом потоке. Величина КФС α при этом практически не меняется (значения его колеблются в пределах 10 – 12 %).



- 1 – характеристика начальной производительности скважины;
- 2, 3, 4 – снижение производительности скважины при росте депрессии;
- 5 – характеристика производительности скважины при конусовом обводнении

Рисунок 2 - Влияние конуса обводнения на коэффициенты α и b

Выводы

Динамика изменения КФС α и b , а также их соотношений, могут служить одним из условий, характеризующих обводнение газовых скважин в процессе эксплуатации, особенно на завершающей стадии разработки месторождений.

Процесс обводнения эксплуатационных скважин за счет подъема уровня ГВК и конусов характеризует существенное увеличение КФС b (в несколько раз в начале процесса обводнения и кажущееся снижение КФС α), при этом отношение КФС α / b может существенно уменьшиться и достигнуть наименьших значений $\alpha / b < 50$.

При незначительном подъеме пластовой воды по пласту-коллектору отмечается небольшое увеличение величины КФС b , при этом величина КФС α практически не изменяется. В зависимости от темпа обводнения продуктивного пласта и его ФЕС отношение КФС α / b может составлять 100 – 500.

Библиографический список:

1. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин / Под ред. Г.А. Зотова, З.С. Алиева. М.: Недра, 1980. – 301 с.
2. Рогов Е.А. Разработка методов оценки составов технологических жидкостей для разупрочнения глинистых образований при бурении скважин: Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Научный центр нелинейной волновой механики и технологии Российской академии наук. – М.: 2011. – 125 с.
3. Рогов Е.А. Восстановление проницаемости призабойной зоны пласта в открытом стволе скважины // Нефтепромысловое дело. – 2015. – № 9. – С. 17 – 21.
4. Рогов Е.А. Исследование проницаемости призабойной зоны скважин при воздействии технологическими жидкостями // Записки горного института. 2020. Т. 242. – С. 508 – 512. DOI: 10.31897/PMI.2020.2.508.
5. John W. Lee, Robert A. Wattenbarger. Gas Reservoir Engineering. Richardson, Texas: Society of Petroleum Engineers, 2002. – 349 p.

УДК 620.9:553.98.04

Некоторые проблемы разработки месторождений высоковязкой нефти

Лагода И.В., Лагода С.И., Лагода П.С.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Первые разработки залежей высоковязких нефтей (ВВН) были реализованы в 1978 году на Мордово-Кармальском месторождении в Татарстане. Отрабатывались методы внутрипластового горения, парогазового воздействия с использованием вертикальных скважин.

Опытно-промышленные работы на Ашальском месторождении высоковязких нефтей по паротепловому воздействию начались в 1978 году, и в 2005 году началась добыча сверхвязкой нефти на данном месторождении методом **парогравитационного закачивания** через специальную скважину пара при высокой температуре. В результате чего разжижается битум и в пласте создается необходимое давление.

Опытная эксплуатация добывающих скважин показала, что извлекать в естественном режиме и с применением традиционных методов высоковязких нефтей и битумов не удастся из-за малой подвижности и низкого пластового давления. Поэтому повышение пластового давления и повышение подвижности битума может достигаться **термическими методами**. Для разогрева и разжижения высоковязких нефтей непосредственно в пласте необходимы мощные парогенераторы, которые до 2008 года приобретались в Канаде. В связи с санкционной политикой западными странами против России. Налажено производство парогенераторов мощностью 50 тонн пара в час.

Широко известно, что эксплуатация месторождений высоковязкой нефти и битумов сталкивается с серьезными проблемами. Первой из них являются малые дебиты скважин при

высокой концентрации запасов. Высокая вязкость нефти. Вызывает высокие гидравлические сопротивления притоку нефти в призабойную зону. Второй проблемой. Возникающей при эксплуатации месторождений высоковязких нефтей является отложение осадков из твердых углеводородов на стенках пор пласта, обсадной колонны, в насосно-компрессорных трубах. При движении нефтей из пласта к забою скважины и далее по обсадной колонне и насосно-компрессорным трубам происходит изменение **термодинамических параметров** потока, что вызывает выпадение из раствора твердых компонентов нефти, таких как, парафин, смолы и асфальтены.

В образовании твердых осадков находится не только асфальто-смоло-парафиновый компонент, но и вода, песок. Глина. Неорганические соли, сульфаты железа. Третья, причем серьезная проблема возникает, когда высоковязкие нефти, залегают в неоднородных по толщине слоистых пластах. В этом случае наблюдается неравномерная выработка пластов – более высокопроницаемые пласты вырабатываются раньше, чем низкопроницаемые. Попытка увеличить продуктивность низкопроницаемых пластов путем **закачки теплоносителя** или химических реагентов не дает должного эффекта, поскольку **закачиваемый теплоноситель** или химический реагент в первую очередь поступает в высокопроницаемый пласт и улучшает его и без того высокую продуктивность.

Паротепловое воздействие на призабойную зону преследует цель прогрева ограниченной площади пласта, направленного на увеличение продуктивности пласта и скважин. При этом должны улучшаться фильтрационные характеристики, снижется вязкость нефти, увеличивается подвижность ее, активизируется, усиливается режим растворенного газа. При этом, подачу пара необходимо начинать при малых расходах, постепенно увеличивая его. Нагнетать пар необходимо при максимально возможном расходе, что сократит продолжительность процесса и уменьшится потеря тепла в стволе скважины. Продолжительность процесса **закачки пара** будет зависеть от конкретных условий и определяться на каждом месторождении. Нагнетаемый пар, нагревая нефтяной пласт, конденсируется и конденсат частично извлекается на поверхность с добываемой нефтью. По мере остывания прогретой зоны пласта в процессе эксплуатации скважин дебит их постепенно уменьшается за счет снижения температуры и увеличения вязкости фильтрующей жидкости, высоковязкой нефти и парафина. И как необходимость, по окончании эффекта, повторить паротепловое нагнетание. Практически период **нагнетания пара** равен 7 суткам, иногда более трех недель, исходя из характеристик пласта. Последующая добыча с повышенным дебитом может длиться от 4-х месяцев до 6. После чего цикл работ можно повторить.

Практически, две первые проблемы решаются одним и тем же путем - **закачкой теплоносителя в пласт**.

Треть проблема – селективная тепловая обработка пластов удовлетворительного результата не имеет. Также не существует комплексного способа, который решал бы все три проблемы одновременно. Поэтому необходимо рассматривать моделирование процесса паротеплового воздействия на нефтяной пласт высоковязкой нефти.

Аналогичные проблемы присущи и для лукойловских месторождений в республике Коми. Где наступает стадия падающей добычи. Компания вводит новые промыслы, применяет иные технологии, которые бы позволили извлекать большие объемы углеводородов, в том числе сверхвязкой нефти Ярегского и Усинского месторождений. При минимальных затратах энергоресурсов.

Объективная необходимость энергосбережения и повышения энергетической эффективности определяется не только федеральным и региональным законодательством. Которыми диктуется необходимость реализации организационных, технических, технологических мероприятий, направленных на уменьшение объема используемых ресурсов в частности пара.

Нам представляется необходимым при пароциклической (цикл) обработки скважины, который длится 10-20 суток, а иногда и более, в рамках этого цикла объем закачки пара производить с перерывом во времени импульсивно, то есть прекращать подачу пара на несколько часов, что позволит сокращать затраты на производство пара.

Р.С. счетная палата Российской Федерации оценила ситуацию с добычей углеводородов. Разведанных запасов на разрабатываемых месторождениях нефти хватит на 35 лет, а без учета трудноизвлекаемой нефти, которая составляет 65% всех запасов, этот срок не превышает 20 лет. В счетной палате констатировали, что «потенциал рудных и нефтегазоносных провинциях практически исчерпан».

Библиографический список:

1. Проблемы разработки и эксплуатации месторождений высоковязких нефтей и битумов. Материалы межрегиональной научно-технической конференции 13-14 ноября 2014 года/под. Ред. Н. Д. Цхадая – Ухта. УГТУ, 234с.
2. Л. М. Рузин, И. Ф. Чупров. О. А. Морозюк, С. М. Дуркин Технологические принципы разработки залежей аномально вязких нефтей и битумов. – Изд. 2-е пер. и доп. М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2015. – 480с.
3. Федеральный закон «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» от 23 ноября 2009 года № 261-ФЗ (ред. На 04.11.2014 № 344-ФЗ).
4. Постановление правительства российской федерации «О мерах по улучшению использования производственного и природного потенциала Республики Коми» от 02.02.1996 г. № 90.

УДК 552.578

Ресурсный потенциал залежей тяжелых нефтей на Европейском Севере

Маракова И.А., Нуртазаева М.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

За последнее десятилетие в структуре российских запасов существенно возросла доля трудноизвлекаемых, в том числе тяжелых высоковязких нефтей и природных битумов. При этом добыча такого сырья растет значительно медленнее, чем его доля в общем объеме запасов. Этот дисбаланс, особенно характерный для старых добывающих регионов, ведет к сокращению ресурсной базы и ухудшению ее качества.

Мировые ресурсы тяжелых и битуминозных нефтей значительно превышают запасы легких нефтей и оцениваются в количестве 750 млрд тонн. Наиболее крупными запасами располагают Канада (386 млрд тонн, из которых 25 млрд тонн извлекаемые) и Венесуэла (335 млрд тонн, из них 70 млрд тонн извлекаемые), значительные запасы также имеют Мексика, США, Россия, Кувейт и Китай. На территории Российской Федерации основная часть ресурсов тяжелых нефтей и природных битумов приурочена к месторождениям Волго-Уральской, Тимано-Печорской и Западно-Сибирской нефтегазоносных провинций, их геологические ресурсы по разным оценкам составляют 30–75 млрд. тонн. Вопрос освоения ресурсов таких нефтей особенно актуален сейчас, в связи со снижением в последнее время объемов прироста запасов кондиционных нефтей.

Первое место по запасам тяжелых нефтей занимает Западно-Сибирская НГП (40 %). Это крупнейшие Русское, Тазовское, Новопортовское и другие месторождения. Основной продуктивный комплекс (сеноманский) перекрыт региональной туронско-палеогеновой покрывкой. Отложения сеномана характеризуются исключительно благоприятными условиями для накопления и сохранения крупных залежей нефти и газа. Все месторождения тяжелой нефти приурочены к пологим брахиантиклинальным складкам платформенного типа, все мелового возраста сложены терригенными коллекторами. Диапазон глубин залегания залежей от 600 до 1500 м. Нефти тяжелые и сверхтяжелые.

Волго-Уральская НГП занимает второе место. Здесь открыто уникальное Ромашкинское месторождение, Мишкинское, Аканское и др. Важная особенность строения Волго-Уральской провинции заключается в широком развитии линейных унаследованных дислокаций, соответствующих разломам фундамента, хорошо выявляемых на геофизических картах.

Таблица 1 – Характеристики крупнейших залежей тяжелых высоковязких нефтей Западно-Сибирской провинции

Наименование месторождения	Продуктивные отложения	Тип коллектора	Глубина залегания, м	Плотность, г/см ³	Содержание серы, %
Русское	K ₂	терригенный	664	0,936	0,28
Северо-Комсомольское	K ₂	терригенный	1056	0,940	0,71
Ван-Еганское	K ₂	терригенный	893	0,954	0,98
Тазовское	K ₂	терригенный	1076	0,938	0,19
Новопортовское	K ₁	терригенный	900	0,911	0,14
Западно-Мессояхское	K ₂	терригенный	834	0,953	0,25
Ван-Еганское	K ₂	терригенный	1330	0,921	0,76

Промышленные залежи тяжелой нефти приурочены к девонским терригенным и каменноугольным карбонатно-терригенным отложениям. Каменноугольная нефть, как правило, тяжелее девонской, более вязкая, более сернистая, с большим содержанием смол и асфальтенов и с меньшим выходом легких фракций.

Большая часть месторождений с залежами тяжелой нефти Волго-Уральской НГП находятся в отложениях каменноугольного возраста. Так, например в карбонатных отложениях раннекаменноугольного возраста в диапазоне 750 м (Ромашкинское) – 1490 м (Мишкинское) плотность нефти меняется от 0,903 до 0,922 г/см³. В терригенных отложениях этого же возраста в диапазоне от 1090 м (Новоелховское) – 1425 м (Мишкинское) меняется в диапазоне от 0,905 до 0,97 г/см³.

Таблица 2 – Характеристика крупнейших залежей тяжелых нефтей Волго-Уральской НГП

Наименование месторождение	Продуктивные отложения	Тип коллектора	Глубина залегания, м	Плотность, г/см ³	Содержание серы, %
Ромашкинское	C ₁	карбонатный	750	0,910	2,9
Новоелховское	C ₂	карбонатный	760	0,933	3,1
Новоелховское	C ₁	карбонатный	1100	0,903	2,9
Новоелховское	C ₁	карбонатный	1090	0,905	3,0
Аканское	C ₂ – C ₃	карбонатный	1036	0,937	3,9
Нурлатское	C ₁	карбонатный	1240	0,925	3,6
Степноозерское	C ₁	карбонатный	1345	0,926	4,9
Аксубаево-Мокшинское	C ₂	карбонатный	927	0,924	3,67
Гремихинское	C ₂	карбонатный	1110	0,921	2,2
Гремихинское	C ₂	терригенный	1150	0,986	2,0
Гремихинское	C ₁	терригенный	1345	0,911	1,55
Чубойское	D ₃	терригенный	2020	0,920	0,36
Чубойское	D ₃	терригенный	2029	0,962	0,36
Мишкинское	C ₁	терригенный	1425	0,905	3,23
Мишкинское	C ₁	терригенный	1490	0,922	3,47
Зимницкое	C ₁	терригенный	1325	0,970	5,70

На территории Тимано-Печорской провинции открыто более сорока месторождений тяжелой нефти. Основными районами скоплений тяжелых нефтей являются палеотектонически активные зоны отличающиеся сложным геологическим строением и как правило контролируемые тектоническими разрывами и крупными стратиграфическими перерывами в осадконакоплении [1]. В северной части провинции открыты Наульское, Лабаганское, Торавейское, Южно-Торавейское, Варандейское и др.

Таблица 3 – Характеристики крупнейших залежей тяжелых нефтей Тимано-Печорской провинции

Наименование месторождения	Продуктивные отложения	Тип коллектора	Глубина залегания, м	Плотность, г/см ³	Содержание серы, %
Усинское	P ₁ +C	карбонатный	1260	0,962	2,5
Ярегское	D ₂ gv	терригенный	130	0,945	1,9
Ярегское	D ₂ gv-D ₃ f	терригенный	133	0,945	1,11
Ярегское	D ₂ gv-D ₃ f	терригенный	175	0,945	1,1
Среднемакарихинское	S ₁ v	карбонатный	1796	0,913	2,44
Наульское	T ₂	терригенный	850	0,974	2,78
Наульское	T ₂₊₁	терригенный	950	0,994	3,41
Наульское	T ₁ +P ₂	терригенный	1180	0,942	2,15
Торавейское	T ₂	терригенный	970	0,948	2,35
Торавейское	T ₁ +T ₂	терригенный	1075	0,961	2,28
Торавейское	P ₁	карбонатный	1515	0,902	2,05
Варандейское	T ₁ +T ₂	терригенный	1290	0,947	2,48
Варандейское	T ₁	терригенный	1440	0,945	2,43
Варандейское	P ₁	карбонатный	1625	0,901	2,0
Лабаганское	P ₁ ar	карбонатный	1400	0,943	2,35
Западно-Леккейгинское	C ₁ t	карбонатный	1364	0,952	1,97
Тобойско-Мядсейское	D ₃ fm	карбонатный	2750	0,920	2,5
Южно-Торавейское	T ₁₊₂	терригенный	1060	0,967	2,53

Месторождения тяжелых нефтей выявлены по всему разрезу провинции от девона до триаса. Коллектора терригенные и карбонатные. Диапазоны глубин от 130 м на Ярегском до 1800 м на Среднемакарихинском. Нефти тяжелые и сверхтяжелые.

Следующим этапом работы был анализ зависимостей плотности нефти от глубины залегания продуктивных горизонтов. Прослеживается зависимость между условиями формирования коллекторских толщ и глубиной залегания.

Наглядным примером формирования тяжелых нефтей в Тимано-Печорской провинции является вал Сорокина. Вал Сорокина является западной пограничной структурой Варандей-Адзвинского одностороннего авлакогена или палеозойского рифта. Вал Сорокина представляет вытянутый клинообразный горстовидный тектонический блок, ограниченный с юго-запада Варандейским глубинным разломом, с северо-востока клиновидным сложнопостроенным бескорневым тектоническим нарушением, образовавшемся в конце триаса, начале юры.

Формирование осадочного чехла в триасовое время на валу Сорокина проходило в условиях мелководного шельфа на фоне развития Предуральского краевого прогиба. Снос обломочного терригенного материала с юго-запада на северо-восток происходил по широко развитой системе древних рек и их дельт. Это обусловило литологическую неоднородность триасовых отложений, представленных полимиктовыми песчаниками и глинами. Степень литогенеза предопределила с одной стороны высокую пористость коллекторов (до 25 %), с другой значительное содержание связанной внутриводной воды (до 40 %). Залежи тяжелой нефти в триасовых отложениях установлены на Лабоганской, Наульской, Южно-Торавейской, Торавейской и Варандейской площадях. Пробуренными скважинами водонефтяной контакт не установлен ни на одной из площадей. Предполагается наличие единой многопластовой триасовой залежи тяжелой нефти на северном блоке вала Сорокина, так называемая Северо-Сорокинская залежь тяжелой нефти.

Мощность триасовых отложений, к которым приурочены основные запасы тяжелой нефти на северном блоке вала Сорокина составляет 600-900 м. Мощности отдельных нефтенасыщенных пластов песчаников от 4 до 20 м. Залежи пластовые, сводовые, литологически ограниченные, тектонически нарушенные (рис. 5).

Палеотектонические условия генерации углеводородов показывают, что тяжёлая нефть в залежах триасового комплекса является эпигенетичной, поступившей из нижележащих нефтегазоматеринских пород по разломам и тектоническим нарушениям, предположительно в юрское время. В процессе вертикальной миграции первоначально лёгкая нефть за счёт физико-химических процессов превратилась в тяжёлую, высоковязкую, высокосмолистую субстанцию, требующую специальных, нестандартных подходов к её разработке. Палеотектонические условия формирования крупнейшей Северо-Сорокинской залежи тяжёлой нефти в триасовых терригенных отложениях предопределили исключительно сложное её строение. В пределах залежи нефть тяжёлая, вязкая, сернистая. Учитывая, что верхнепермско-триасовый нефтеносный комплекс широко развит на территории Тимано-Печорской провинции и имеет высокий потенциал, актуальность его освоения в ближайшем будущем неоспорима.

Новым объектом прогнозирования залежей тяжелых нефтей являются отложения верхневизейско-нижнепермского НГК в Коротаихинской впадине. В пермских терригенных отложениях нефтепроявления установлены практически по всей территории Коротаихинской впадины, за исключением крайних восточных районов с весьма высоким катагенезом (конец МК₅ – начало АК₁). В центральной и западной частях впадины возможно наличие нефтяных залежей (Лабогейская моноклинал, Вашуткинско-Талотинская складчато-надвиговая зона).

При помощи бассейнового моделирования выделены зоны развития процессов вторичного крекинга нефтей. Нефти этих зон испытали термическое созревание в залежах.

В свете перспективности на нефть пермских терригенных отложений большую актуальность приобретает изучение неструктурных ловушек различного строения.

Нефтегенерационный потенциал был полностью реализован к началу триаса, когда началось наиболее быстрое и высокоамплитудное погружение Коротаихинской впадины.

Из этого следует, что первоначальные условия аккумуляции УВ в Коротаихинской впадине были вполне благоприятны. Однако последующие движения в триасовое время на Пай-Хое обусловили сильную нарушенность впадины.

Условия для существования нефтяных скоплений сохранились только в пределах современной Лабогейской моноклинали, а также Вашуткина-Талотинской складчато-надвиговой зоны (рис.1) где катагенез не выше МК₃.

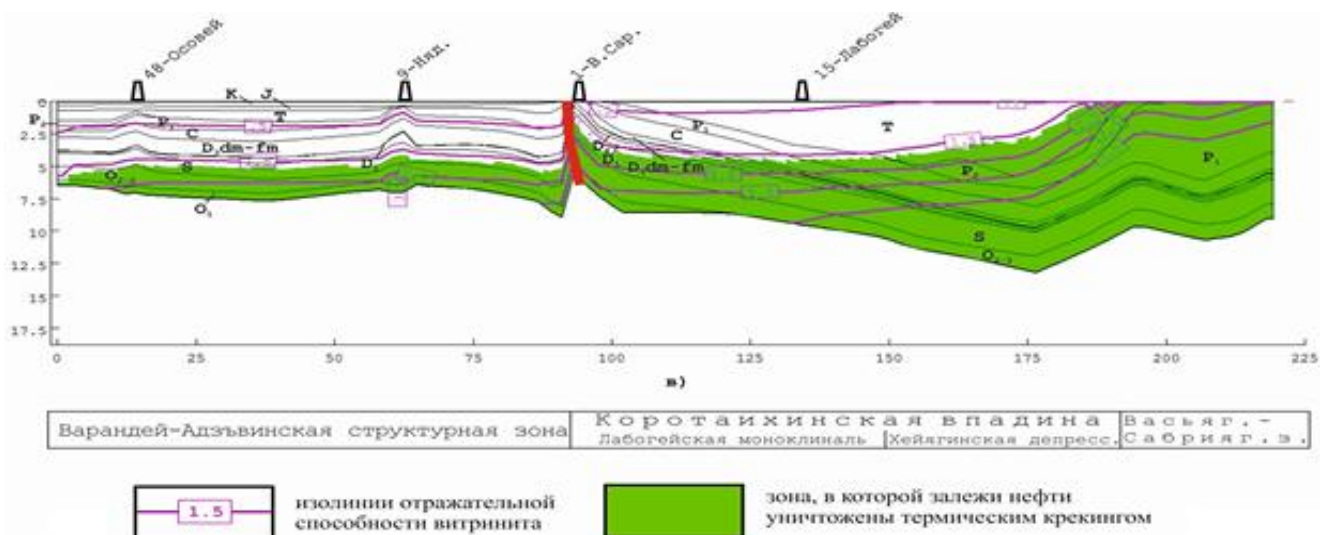


Рисунок 1 – Реконструкция процессов вторичного крекинга в Коротаихинской впадине на современный момент вдоль линии сеймопрофиля 15-РС [2]

Также формирование залежей может быть связано с перетоком нефтей в вышележащие отложения, в т.ч. в аллохтонные блоки каменноугольных отложений.

Масштабы эмиграции УВ в Коротаихинской впадине были настолько велики, что даже при крайне низких коэффициентах сохранности УВ ожидается сохранение значительных ресурсов нефти и газа.

В пределах Лабогейской моноклинали, Вашуткина-Талотинского надвига прогнозируется крупная зона нефтенакпления далее простирающаяся в Сарембой-Леккейягинскую зону в стратиграфическом диапазоне от верхнего девона до триаса. Подтверждением этому являются многочисленные проявления из отложений пермского возраста, битумонасыщение и примазки бурой окисленной нефти по керну из интервалов девонского и пермского возрастов.

Основными факторами формирования таких залежей тяжелых нефтей являются тектонические нарушения и перерывы в осадконакоплении. Тектонические нарушения играют значительную роль, как в формировании ловушек, так и влияют на процесс заполнения этих ловушек эпигенетической нефтью за счет вертикальной миграции углеводородов из нижележащих отложений.

Тем не менее с геологической точки зрения основными проблемами освоения нетрадиционных нефтей являются:

- отсутствие рабочей геологической модели строения и формирования месторождений УВ в различных НГК и структурных зонах;

- сейсморазведка в условиях исключительно сложного строения осадочного чехла во многих случаях при использовании стандартных методов полевых работ и обработке малоэффективна. Применение более сложных систем полевых наблюдений и обработка сейсморазведочного материала значительно удорожает геологоразведочный процесс;

- выделение коллекторов сложного типа, в т. ч. и трещинных по ГИС неоднозначно и приводит к ошибочным заключениям и пропуску продуктивных пластов. Петрофизические связи из за малого количества керна слабообоснованны;

- в ранее пробуренных скважинах практически не применялись методы интенсификации притоков, что чрезвычайно важно в карбонатных отложениях с неоднозначной характеристикой по ГИС и ИП.

Библиографический список

1. Грунис Е.Б., Маракова И.А., Ростовщиков В.Б. Новый подход к поиску залежей углеводородов в терригенных пермских отложениях северо-восточной части Тимано-Печорской провинции // Геология нефти и газа. – 2018. – № 5. – С. 75–86.
2. Сенин, С.В. Оценка условий формирования и сохранностей залежей углеводородов в Коротаихинской и Косью-Роговской впадинах / С.В. Сенин, И.А. Маракова, Т.А. Овчарова // сборник материалов международного семинара (23 февраля 2017 года): «Рассохинские чтения» - 2017»: в 2 ч. ч. 1 / под ред. Н.Д. Цхадая. - Ухта : УГТУ, 2017. - С. 119-124.

УДК 553.98:553.982

Анализ размещения нетрадиционных нефтей в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции

Маракова И.А.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

На сегодняшний день прошел пик добычи лёгкой нефти. Тяжелые нефти будут являться источником мировой нефтедобычи.

Тимано-Печорский бассейн (ТПБ) расположен на северо-востоке Европейской части России, который в тектоническом отношении соответствует Печорской эпибайкальской плите.

На западе ТПБ ограничен Тиманским кряжем, Уральские горы и Пай-Хой ограничивают его на востоке и открывается в акваторию Баренцевоморского шельфа на севере (рис.1).

На территории Тимано-Печорской провинции (ТПП) основные запасы залежей тяжелых нефтей сосредоточены в Хорейверской впадине и Варандей-Адзьвинской структурно-тектонической зоне.

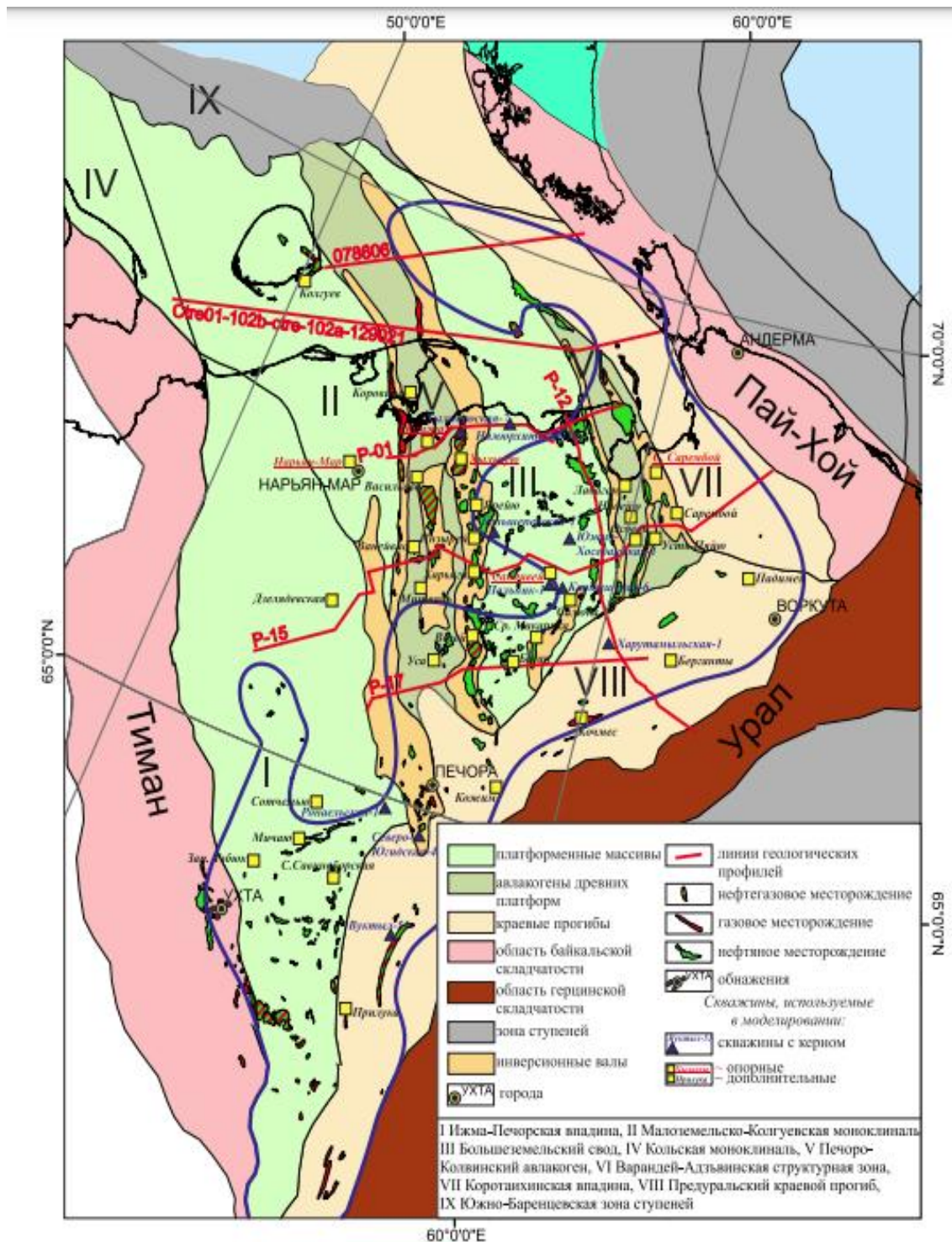


Рисунок 1 – Карта тектонического районирования Тимано-Печорской провинции

Залежи тяжелых нефтей встречаются в широком стратиграфическом диапазоне и различных структурно-тектонических зонах – от ордовика до верхней перми. Распределение залежей тяжелых нефтей отличается по стратиграфическому и гипсометрическому положению.

К верхним стратиграфическим горизонтам (С-Р) в основном приурочены залежи тяжелой нефти размещенные в сложнопостроенных тектонических зонах (Варандей-Адзвинская структурно-тектоническая зона). Основная часть глубокозалегающих тяжелых нефтей локализована в пределах Хорейверской впадины.

Варандей-Адзвинская структурная зона представляет собой древнюю зону рифтовой природы, выраженную по верхним горизонтам осадочного чехла инверсионными линейными валами, разделенными узкими прогибами. Она характеризуется чередованием валов и депрессий, выраженных по всему разрезу осадочного чехла.

В структурном плане верхнепалеозойских и мезозойских отложений своду огромного Большеземельского палеоподнятия соответствует Хорейверская впадина. Хорейверская впадина является наложенной отрицательной структурой, которой по поверхности фундамента и нижнепалеозойским отложениям соответствует Большеземельский палеосвод, расчлененный тектоническими нарушениями субмеридионального простирания на отдельные блоки. Тектонические факторы и структурно-морфологические особенности разреза, в основном, и определили условия формирования ловушек и залежей нефти на данной территории [1].

В ордовикско-нижнедевонском комплексе нефти средние, тяжелые, незначительной вязкости, маловязкие. Нефти парафинистые и высокопарафинистые, смолистые, высокосмолистые. С увеличением содержания парафина наблюдается снижение плотности и вязкости. Также наблюдается тенденция снижения содержания серы вслед за увеличением доли парафина в парафинистых и высокопарафинистых нефтях. В залежи Сарембойского месторождения находится битуминозная нефть ($0,92 \text{ г/см}^3$), повышенной вязкости ($19,07 \text{ МПа}\cdot\text{с}$).

В Хорейверской впадине изучены нефти ордовикско-нижнедевонского комплекса 11 месторождений. Нефти ордовикско-нижнедевонского комплекса Хорейверской впадины отличаются значительно меньшей плотностью, содержат меньше серы и смол. Отмечается тенденция уменьшения плотности нефти с юга на север. Выделяются нефти особо лёгкие (4 месторождения), средние (Яромусюршорское), тяжелые (Западно-Веякское). Нефти незначительной вязкости, смолистые, малосернистые и среднесернистые, парафинистые и высокопарафинистые.

В Варандей-Адзвинской зоне нефти доманиково-турнейского комплекса битуминозные и средние по плотности. С юга на север вязкость нефти и парафинистость снижается. Чем тяжелее нефти, тем выше содержание высокомолекулярных компонентов, серы.

В этом же комплексе нефти Хорейверской впадины по плотности легкие ($0,843\text{-}0,849 \text{ г/см}^3$), средние ($0,858 \text{ г/см}^3$) – сосредоточены в южной части впадины. В северной части нефти тяжелые ($0,871\text{-}0,895 \text{ г/см}^3$) и битуминозные ($0,898\text{-}0,929 \text{ г/см}^3$). Здесь же сосредоточены маловязкие и повышенной вязкости, высокосмолистые нефти. В южной части преобладают нефти незначительной вязкости, смолистые. При этом по этим показателям особо выделяются Западно-Хоседаюское, Урернырдское и Тэдинское месторождения. В высоковязких нефтях наблюдается повышенное содержание смол. С увеличением доли смол наблюдается снижение содержания парафина в нефтях месторождений в северной части впадины. Для высокопарафинистых характерно наименьшее содержание серы.

Нефти пермско-триасового комплекса в Варандей-Адзвинской структурно-тектонической зоне по всем параметрам отличаются от нефтей, которые находятся в нижележащих комплексах высокой плотностью, вязкостью. Особенно выделяются нефти Южно-Торавейского месторождения – высокосернистые, высокосмолистые.

Тяжелые нефти были подразделены на три группы: малопарафинистые, парафинистые, высокопарафинистые.

Малопарафинистые нефти характеризуются плотностью в орд.нижнед. комплексе – $0,875 \text{ г/см}^3$ (Лабаганское месторождение), $0,986 \text{ г/см}^3$ – Южно-Торавейское месторождение, в пермско-триасовом комплексе $0,931\text{-}0,96 \text{ г/см}^3$.

Плотность парафинистых нефтей ордовикско-нижнедевонского и доманиково-турнейского комплексов $0,88\text{-}0,89 \text{ г/см}^3$, в отложениях перми-триаса нефти имеют плотность $0,88\text{-}0,93 \text{ г/см}^3$. Содержание парафина достигает 5,45 %, смол – 14%, нефти смолистые.

Для высокопарафинистых нефтей ордовикско-нижнед. комплекса Варандей-Адзвинской зоны характерна плотность $0,879\text{-}0,92 \text{ г/см}^3$, содержание парафина 8,8 %, смол – 11,4. Нефти и смолистые. В доманиково-турнейском комплексе плотность таких нефтей – $0,95 \text{ г/см}^3$ (Хосолтинское месторождение). В Хорейверской впадине в этом же комплексе плотность высокопарафинистых нефтей изменяется в пределах от 0,88 до $0,91 \text{ г/см}^3$, содержание серы меняется в пределах от 0,23 (малосернистые) до 2,02 (сернистые). Нефти смолистые, высокосмолистые. В пермско-триасовых отложениях нефти плотностью $0,95 \text{ г/см}^3$, высокосмолистые и сернистые.

Распространение тяжелых нефтей связано с процессами биохимического и физического разрушения [2]. Неоднократное сокращение площадей осадкообразования и инверсионные тектонические движения приводили к дегазации недр и разрушению нефтяных залежей в зонах палеогипергенеза.

Основными районами скоплений тяжелых нефтей являются палеотектонически активные зоны, отличающиеся сложным геологическим строением и, как правило, контролируемые тектоническими разрывами и крупными стратиграфическими перерывами в осадконакоплении. Системный научный подход к изучению физико-химических характеристик нефтей позволит осуществлять правильный историко-генетический прогноз залежей углеводородов согласно новой методологии прогнозирования ловушек и залежей углеводородов разработанной автором, что создаст условия выхода на новые поисковых модели для эффективного прогноза объектов и разработки рационального комплекса ГРП.

Библиографический список:

1. Султанов, В.И. Тектоническое строение Хорейверской впадины (в пределах лицензионного участка, включающего нефтяные месторождения им. Г. Федорова и А. Туполева) / В.И. Султанов. – Текст : непосредственный // Молодой ученый. – 2018. – № 19 (205). – С. 250-251. – URL: <https://moluch.ru/archive/205/50220/> (дата обращения: 03.12.2021).
2. Анищенко Л.А. Тяжелые нефти Тимано-Печорского бассейна. Особенности их состава и распространения // Сб. матер. междунар. науч.-практ. конф. Природные битумы и тяжелые нефти: СПб.: Недра, 2006. С. 40-48.
3. Анищенко Л.А. Тяжелые нефти Тимано-Печорской провинции / Л.А. Анищенко, О.В. Валяева, О.С. Процько, О.Ф. Разманова / Вестник Института геологии Коми научного центра Уральского отделения РАН.- №9. – 2014. – С. 11-14.

УДК: 622.276.4

Разработка математической модели гидродинамических давлений при эксплуатации скважин газлифтным способом

Мустафаев А.Г., Насиров Ч.Р.

Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности, г. Баку

Аннотация. В случае если после завершения буровых работ скважина не переходит на режим фонтанирования, то для вызова притока жидкости в скважину применяют механизированные способы добычи, причем в первую очередь газлифтные способы эксплуатации. Для этого процесса с использованием информативности пускового давления во времени была разработана математическая модель характерная для газовых гидродинамических давлений и показана возможность определения некоторых параметров притока жидкости в скважину. В данной статье рассматривается газлифтный способ эксплуатации скважин, сопровождающийся характерным пусковым газовым гидродинамическим процессом, и рекомендуется использовать информативность изменения давления во времени при переходе от фонтанного способа эксплуатации скважин на газлифтный способ. Также были приведены анализ результатов характерных гидродинамических процессов давления при пуске газлифтной скважины и информативность этих данных. Была разработана математическая модель данного процесса.

Ключевые слова: скважина, информативность, фонтанный способ, газлифт, газогидродинамика, эксплуатация, пласт.

Введение. Одним из способов эксплуатации скважин является фонтанный способ [1]. После буровых работ при прекращении фонтанирования, для притока жидкости в скважину применяют газлифтный способ добычи нефти. Проведенное исследование показало что, после буровых работ необходимо производить процесс освоения скважины на приток, путем снижения забойного давления. Газлифтный способ эксплуатации скважины применяют тогда, когда скважина не вызывает притока жидкости и не переходит на режим фонтанирования. В

данной работе рассматривается газлифтный способ, сопровождающийся характерным пусковым газовым гидродинамическим процессом, и показана возможность использования информативности изменения давления.

Проведенные исследования, связанные с процессом перехода от фонтанного режима эксплуатации скважины к газлифтному, показали что, использование информативности изменения давления осталось без внимания исследователей.

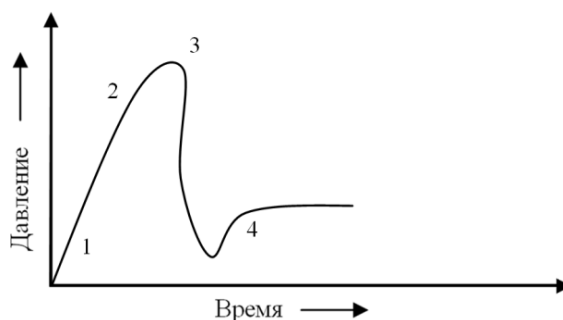
Поэтому данная статья представляет большой интерес, в частности использованием информативности об изменении пускового давления во время перехода от одного вида эксплуатации скважины к другому.

Постановка задачи. Определить информативность изменения давления газлифтного способа эксплуатации скважин, сопровождающегося характерным пусковым газовым гидродинамическим процессом.

В качестве примера рассмотрим скважину глубиной $P=2400м$, с удельным весом жидкости $\gamma_H = 850г/м^3$, статическим уровнем $H_{ст} = 1250м$ со слабым проявлением газа [3].

Для начала эксплуатации скважины газлифтным способом, в скважину спущен газожидкостный подъемник диаметром 2,5'' на глубину $L=1600м$. Далее по кольцевому пространству между эксплуатационной колонной и подъемными трубами производилась подача рабочего агента-газа, удельный расход которого колеблется в пределах $180-360м^3$ и более.

На рис.1. представлена зависимость изменения давления от времени при пуске газлифтной скважины с подачей рабочего агента, а на рис.2. показана схема газлифтной скважины [2].



- 1-начало закачки газа; 2-поступление газа в башмак насосно-компрессорных труб;
- 3-жидкость-достигающий на поверхности подъемных труб;
- 4-нефть выходящая на поверхность при рабочем давлении

Рисунок 1 - Зависимость изменения давления от времени при пуске газлифтных скважин

По давлению, полученному в точке 2 можно приближенно определить забойное давление (рис. 1):

$$P_{заб} = P_2 + \frac{(L-H_{ст})}{10} \gamma_H, \quad (1)$$

где P_2 - давление при поступлении газа в башмак насосно-компрессорных труб; L - глубина спуска подъемника; $H_{ст}$ - статический уровень жидкости; γ_H - удельный вес нефти.

А по давлению, найденному в точке 3 – статическое пластовое давление.

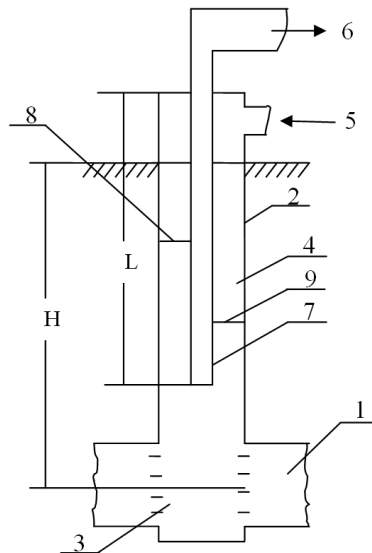
$$P_{пл} = P_3 + \frac{(H-H_{ст})}{10} \gamma_H, \quad (2)$$

где P_3 - давление жидкости, достигшей башмака подъемных труб; H - глубина скважины.

Из (1) и (2) можно определить депрессию скважины:

$$\Delta P = P_{пл} - P_{заб} = P_3 - P_2 + \frac{(H-L)}{10} \gamma_H, \quad (3)$$

где $P_{пл}$, $P_{заб}$ – соответственно, пластовое и забойное давления.



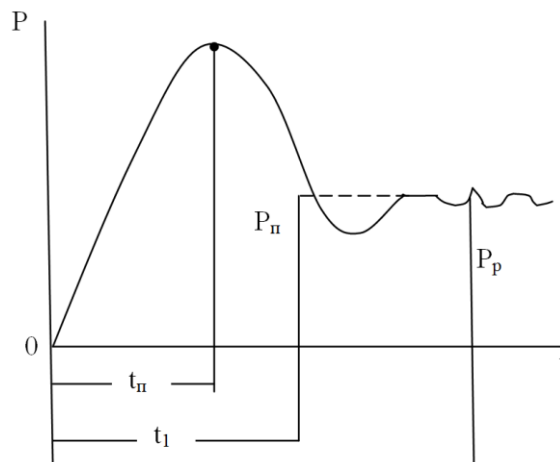
1-пласт; 2-эксплуатационная колонна; 3-фильтр; 4-кольцевое пространство;
 5-подача рабочего агента; 6- продукция скважин газожидкостной смеси;
 7- газожидкостный подъемник; 8-статический уровень; 9-динамический уровень

Рисунок 2 - Схема газлифтной скважины

Согласно (3) можно определить приближенный дебит, если известен коэффициент продуктивности и наоборот.

$$Q = K(P_{пл} - P_{заб}), \quad (4)$$

С помощью рис.1, строится схема расчета (рис. 3).



$P_{п}, t_{п}$ – пусковое давление, и время получения пускового давления; P_p, t_1 – рабочее давление и время получения рабочего давления

Рисунок 3 - Схема расчета

Газодинамические процессы в дренажной зоне описываются уравнениями 5-6:

$$Q = aV^2 + bV + c, \quad (5)$$

$$P = a_1V^2 + b_1V + c_1, \quad (6)$$

где Q и P соответственно дебит и забойное давление дренажной зоны скважин; V -дебит пластового газа или расход рабочего агента, a, b, c, a_1, b_1, c_1 постоянные коэффициенты [4].

Тогда аналогично (5) и (6) формулам, математические модели пусковых давлений выражаются в виде:

$$P = a_t t^2 + b_t t + c_t, \quad (7)$$

Коэффициенты a_t, b_t и c_t подчиняются следующему условию:

$$\text{При } t = t_{II} \quad P = P_0 \text{ и } \left. \frac{dP}{dt} \right|_{t=t_{II}} = 0, \text{ а также, при } t = t_I \quad P = P_p \quad (8)$$

Из условия (8) находим:

$$P_{II} = a_t t_{II}^2 + b_t t_{II} + c_t, \quad (9)$$

$$b_t = -2a_t t_{II}, \quad (10)$$

$$P_p = a_t t_I^2 + b_t t_I + c_t, \quad (11)$$

Учитывая (10) в (9) получим:

$$P_{II} = -a_t t_{II}^2 + c_t, \quad (12)$$

Из следующих уравнений определяются коэффициенты:

$$P_{II} = -a_t t_{II}^2 + c_t, \quad (13)$$

$$P_p = -a_t t_I^2 - 2a_t t_{II}^2 + c_t, \quad (14)$$

Из уравнений (13) и (14) находим:

$$a_t = -\frac{P_p - P_{II}}{t_I^2 - t_{II}^2}, \quad (15)$$

$$b_t = 2t_{II} \frac{P_p - P_{II}}{t_I^2 - t_{II}^2}, \quad (16)$$

$$c_t = P_{II} + \frac{P_p - P_{II}}{t_I^2 - t_{II}^2} t_{II}^2, \quad (17)$$

Учитывая в (7) - (15), (16) и (17) получим:

$$P = P_{II} + \frac{P_p - P_{II}}{t_I^2 - t_{II}^2} (t - t_{II})^2, \quad (18)$$

где $t \leq t_I$

Таким образом, закономерность изменения давления в процессе пуска будет приближенно описываться уравнением (18).

После проведения исследования, была разработана математическая модель процесса, позволяющая определить некоторые параметры потока нефти, а также степень их информативности, при освоении скважины, в случае перехода от фонтанного способа к газлифтному способу с учетом снижения величины забойного давления.

Выводы:

1. Разработана математическая модель характерного изменения газовых гидродинамических давлений.
2. Разработана методика по определению некоторых технологических параметров при переходе от фонтанного способа эксплуатации скважин к газлифтному режиму.
3. Показана возможность приближенного определения некоторых параметров притока жидкости в скважину.

Библиографический список:

1. Насибов, Н.Б. Разработка и применение регулируемого режима в фонтано-газлифтной скважине: / Дис. доктора философии по технике. / - Баку, 2007. - 155 с.
2. Мамедова, З.Э. Установление наилучшего режима эксплуатации газопроявляющих насосных скважин: / Дис. доктора философии по технике. / - Баку, 2007. - 158 с.
3. Пустовойтенко И.П. Предупреждение и ликвидация аварий в бурении 3-е изд., ISBN 5-247-00029-3, перераб. и доп. - М.: Недра, 1988. - 279 с.
4. Мирджанзаде А.Х., Сидоров И.А., Ширинзаде С.А. Анализ и проектирование показателей бурения. М., Недра, 1965. - 237 с.

Повышение эффективности разработки объекта P_{1ar} Пашнинского месторождения (Республика Коми) за счет внедрения комплексного подхода по использованию геомеханических параметров при планировании ГРП

Новокрещенных Д.В.

ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми, г.Пермь

В настоящее время наибольшая доля запасов углеводородов Республики Коми и Ненецкого автономного округа содержится в низкопроницаемых коллекторах, дальнейшая тенденция добычи предопределяет необходимость поиска эффективных методов вовлечения в разработку трудноизвлекаемых запасов. Гидроразрыв пласта является эффективным методом, который позволяет разрабатывать такие объекты за счет повышения охвата и значительного увеличения области дренирования скважин. В текущих реалиях тотального преобладания запасов в низкопроницаемых объектах ГРП является, несомненно, той технологией, от эффективности реализации которой могут зависеть такие ключевые моменты, как оценка продуктивности залежей, качество принятия решений по дальнейшему разбуриванию объекта, формирование оптимальной системы разработки и обустройства с учетом потенциала по уровням добычи.

Технологическая эффективность в свою очередь зависит от степени реализации потенциала технологии в конкретных геолого-физических условиях. В случае бессистемного подхода к ГРП не достигаются потенциальные уровни добычи (закачки) вследствие недостаточной стимуляции пласта, неполного охвата воздействием, либо развития трещины в нецелевых интервалах. Главными причинами недостижения потенциала технологии являются недоизученность месторождений (отсутствие необходимых данных), отсутствие опыта работ по объектам-аналогам. Последствиями таких ГРП могут быть: на стадии разведки месторождений – недостоверность оценки добывных возможностей скважин, некорректность решений по стратегии дальнейшего разбуривания объекта, формирование неоптимальной системы разработки и обустройства исходя из потенциала по уровням добычи; на стадии разработки месторождений – низкая эффективность геолого-технических мероприятий.

Задача повышения технологической эффективности ГРП в первую очередь сводится к выбору оптимальной геометрии и наибольшей проводимости трещины. Для построения достоверной геомеханической модели при проектировании дизайна ГРП необходимы данные по упруго-механическим параметрам и расчет профиля напряжений вдоль ствола скважины. Каждое месторождение является уникальным и требует индивидуального подхода при выполнении геомеханических расчетов (требуется поиск зависимостей, учитывающих тектоническое строение и региональные геологические особенности объекта). [1]

Упруго-механические параметры для построения геомеханической модели разделяют на динамические и статические в зависимости от метода их определения. Динамические параметры рассчитывают по данным акустических исследований керна продольными и поперечными звуковыми волнами либо по данным широкополосного акустического каротажа (АКШ) непосредственно в скважине. Статические параметры получают при прямых лабораторных исследованиях деформации образцов керна под действием нагрузок. В работах отечественных и зарубежных авторов установлено, что зачастую динамические параметры (в частности модуль упругости) значительно отличаются от статических. Основной причиной данного эффекта является разница величин деформаций при динамическом и статическом нагружении. С ростом деформаций проявляются разнообразные эффекты неупругого поведения горных пород, что ведет к различию статических и динамических модулей. Данное расхождение, как правило, невелико для плотных крепких пород-неколлекторов и может превышать 100% от абсолютной величины для пород-коллекторов малой плотности. В настоящее время нет единой теории, связывающей статические и динамические упругие свойства, вследствие чего при решении практических задач используются различные корреляционные зависимости, основанные на экспериментальных данных. [2]

По состоянию на 01.01.2021 на месторождениях Республики Коми и Ненецкого автономного округа отмечается достаточно низкий охват целевых объектов лабораторными исследованиями упруго-механических свойств с использованием керна – примерно 29 % от общего количества объектов, где выполняются ГРП (рисунок 1).



Рисунок 1 – Охват целевых объектов ГРП лабораторными исследованиями УМС с использованием керна

Таким образом, на месторождениях Республики Коми и Ненецкого автономного округа существуют риски недостаточной достоверности моделирования ГРП в условиях низкого охвата лабораторными исследованиями упруго-механических параметров с использованием керна и недостаточности входных данных. Для уверенного планирования ГРП требуется разработка методического подхода по подбору эффективной технологии ГРП за счет использования геомеханических параметров.

В 2020 году разработан алгоритм расчета геомеханических параметров для месторождений Республики Коми и Ненецкого автономного округа. Цель создания алгоритма расчета минимальных горизонтальных составляющих горного давления пропластков в интервале ГРП – увеличение эффективности ГРП за счет повышения адекватности моделирования процесса ГРП путем расчёта профиля напряжений в пласте на основании результатов определений УМС по данным исследований на керне и по данным геофизических исследований скважин (ГИС) и использования расчетов в программных симуляторах ГРП. Алгоритм сводится к расчету минимальной составляющей горизонтального горного давления на основании эмпирических зависимостей по данным ГИС (гамма-гамма плотностного каротажа – ГГК-п, ВАК-Д, АКШ) для различных месторождений Республики Коми и Ненецкого автономного округа. Публикация алгоритма приводится в источнике [3].

Предлагается рассмотреть типовой комплексный подход по использованию геомеханических параметров при планировании ГРП с целью решения текущих проблем и повышения эффективности разработки на примере объекта P_{1ar} Пашнинского месторождения.

Основная проблема разработки объекта в настоящее время связана с тем, что наибольшая часть остаточных извлекаемых запасов нефти сосредоточена в коллекторах с низкими значениями фильтрационно-емкостных свойств, что предопределяет трудности по их извлечению. Результаты реализации стандартных методов интенсификации добычи нефти на объекте, такие как стандартные технологии ГРП, кислотные обработки, радиальное бурение и повторная кумулятивная перфорация, в условиях низких фильтрационно-емкостных свойств, наличия естественной трещиноватости, высокой расчлененности пласта и близости подошвенных вод показали их низкую эффективность и предопределили необходимость подбора эффективной технологии для вовлечения остаточных запасов в разработку. Причиной низкой эффективности ГРП является отсутствие достоверной геомеханической модели, и, как следствие, неэффективный выбор технологических жидкостей, параметров закачки.

Для подбора оптимальной технологии ГРП выполнено построение 1D геомеханической модели для одной из скважин Пашнинского месторождения с использованием вышеописанного алгоритма. [3] Целевой интервал ГРП – 962-1040 м (по замеренной глубине вдоль ствола скважины), 928,2-1003,1 м (по вертикальной глубине).

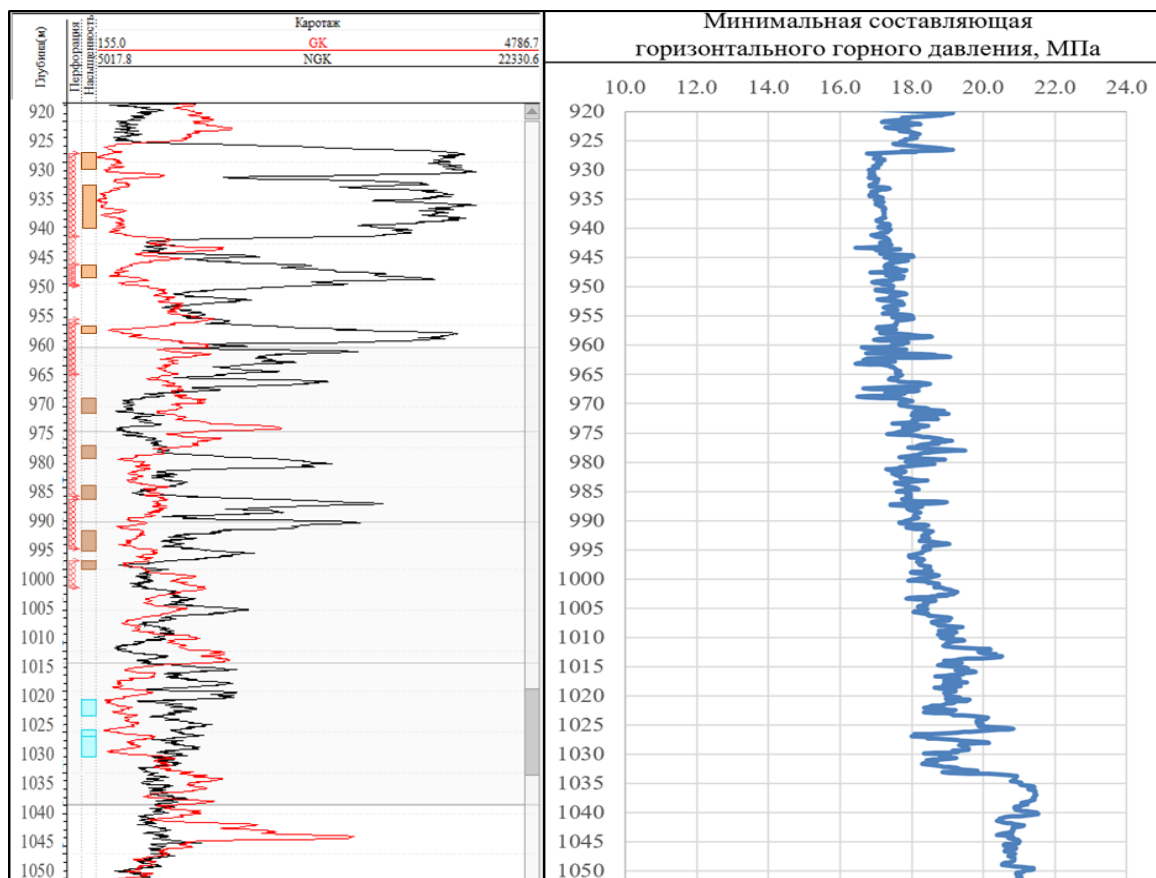


Рисунок 2 – Планшет ГИС и профиль минимальных горизонтальных напряжений по скважине объекта P1ag Пашнинского месторождения

Значения минимальной составляющей горизонтального горного давления в продуктивном интервале пласта P1ag+k изменяются от 16,4 (интервалы коллекторов) до 20,8 МПа (плотные породы), отмечается отсутствие значительных плотных барьеров между нефтенасыщенной и водонасыщенной частями разреза, максимальный контраст напряжений составляет 4,4 МПа. Необходимо отметить, по опыту выполнения ГРП на объекте среднее забойное давление смыкания трещин ГРП составляет 15,9 МПа, среднее мгновенное давление остановки закачки мини-ГРП – 20,4 МПа, среднее эффективное давление в трещине при мини-ГРП – 4,5 МПа. Отмечается высокая сходимость построенной геомеханической модели с фактическими данными ГРП на объекте, погрешность составляет 1,9-3,1 % (таблица 1).

Таблица 1 – Сравнение расчетных значений напряжений с фактическими данными по мини-ГРП

Параметр	Расчетное значение по алгоритму	Фактическое значение по мини-ГРП	Разница
Минимальное значение напряжения в целевом интервале (забойное давление смыкания трещины), МПа	16,4	15,9	0,5
Максимальное значение напряжения в целевом интервале (мгновенное забойное давление остановки закачки мини-ГРП (ISIP)), МПа	20,8	20,4	0,4
Максимальный контраст напряжений (эффективное давление в трещине на мини-ГРП), МПа	4,4	4,5	0,1

По результатам анализа тестовых закачек перед ГРП на объекте P1ar+k Пашнинского месторождения, как правило, отмечается низкая интенсивность фильтрации рабочей жидкости в пласт (высокие значения эффективности жидкости разрыва – в среднем 71 %), обусловленная низкими ФЕС пласта. По результатам построения 1D геомеханической модели отмечается низкий контраст напряжений и отсутствие значительных плотных барьеров в продуктивном интервале. В таких условиях трещина ГРП распространяется преимущественно по вертикали и существуют значительные риски её прорыва в водонасыщенную часть разреза.

Технологические расчеты дизайнов ГРП выполнены с применением стандартного программного продукта по данным построенной 1D геомеханической модели в двух вариантах (таблица 2):

1. Базовый вариант: по стандартной технологии пропантного ГРП (по аналогии с фактически выполненными неуспешными ГРП на скважинах ВЭО Пашнинского месторождения).

2. Оптимизированный вариант: подбор оптимальной технологии ГРП с целью исключения рисков прорыва в подошвенные воды и максимальной стимуляции целевых продуктивных интервалов.

В оптимизированном варианте предложено реализовать следующие технологические решения:

- При низких ФЕС пласта в процессе ГРП наблюдаются высокая эффективность жидкости разрыва – утечки рабочей жидкости в пласт происходят с низкой интенсивностью, трещина стремительно развивается по высоте из-за отсутствия сдерживающих плотных глинистых барьеров. Для увеличения фильтрации понижена вязкость жидкости разрыва за счет уменьшения концентрации полимера с 3,6 до 2,8 кг/м³, что также уменьшит степень загрязнения коллектора продуктами деструкции жидкости разрыва.

- Дополнительно для понижения эффективного давления в трещине ГРП уменьшена скорость закачки с 3,5 до 2,8 м³/мин.

- Для сокращения общего объема жидкости и формирования трещины, ограниченной по разрезу, а также с целью увеличения проводимости трещины в призабойной зоне пласта (ПЗП) увеличена максимальная концентрация пропанта с 800 до 1000 кг/м³.

- Для формирования трещины оптимальной геометрии подобрана масса пропанта – 24 тонны.

Таблица 2 – Технологические параметры дизайна ГРП

Технологические параметры ГРП	Базовый вариант	Оптимизированный вариант
Объем буфера, м ³	40	27
Масса пропанта, т	50	24
Общий объем жидкости, м ³	169	85,4
Скорость закачки, м ³ /мин	3,5	2,8
Максимальная концентрация пропанта, кг/м ³	800	1000
Концентрация полимера, кг/м ³	3,6	2,8

Результаты моделирования приведены на рисунке 3. При реализации ГРП по стандартной технологии отмечаются высокая эффективность жидкости разрыва – более 80 % и увеличение эффективного давления в трещине в начале закачки до критического значения (выше максимального расчетного контраста напряжений по разрезу 4,39 МПа) с последующим падением. Данные факторы одновременно усиливают рост трещины по высоте – существует необходимость оптимизации технологии. По результатам моделирования базового варианта отмечается прорыв трещины в нижележащие водонасыщенные интервалы, выполнение ГРП по стандартной технологии сопряжено с высокими рисками обводнения добываемой продукции скважины и недостижения планируемого прироста дебита нефти.

По результатам моделирования ГРП по оптимизированной технологии трещина охватывает весь продуктивный интервал, прорыв в водонасыщенные интервалы отсутствует. За

счет уменьшения концентрации полимера и объема закачанной жидкости при ГРП сократятся сроки освоения, и скважина раньше вступит в работу, что принесет дополнительный технико-экономический эффект.

На примере вышеописанных вариантов дизайна показано на сколько важным аспектом проектирования ГРП является комплексный подход со всесторонней проработкой технологии: от учета геологических особенностей объекта и построения достоверной геомеханической модели – к оптимизации технологических параметров. За счет оптимизации технологии исключены риски развития трещины в водонасыщенную часть разреза, минимизирован удельный расход полимера для закачки одной тонны пропанта и, как следствие, уменьшено потенциальное загрязнение пласта, увеличена проводимость трещины в ПЗП.

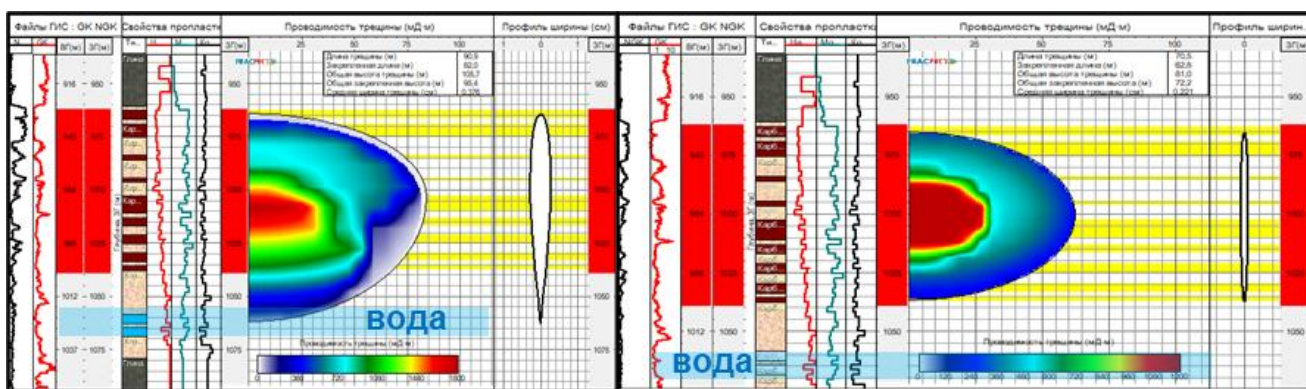


Рисунок 3 – Результаты моделирования трещины ГРП (слева – базовый вариант, справа – оптимизированный вариант)

Проведенный расчет технологической эффективности ГРП показал следующее. При моделировании добычи по первому варианту (стандартная технология ГРП) отмечается резкое обводнение продукции скважины по причине прорыва трещины ГРП в водонасыщенные нижележащие пропластки (прирост обводненности – 70%), при этом дебит нефти опускается ниже базового уже в первый год после ГРП. Средний прирост дебита нефти за первый год по второму варианту (оптимизированная технология ГРП) – 5,1 т/сут. Расчетная дополнительная добыча нефти: по первому варианту – 305 т, по второму варианту – 7140 т. Базовый вариант в данных расчетах – без проведения ГРП. Расчет выполнен на 10 лет.

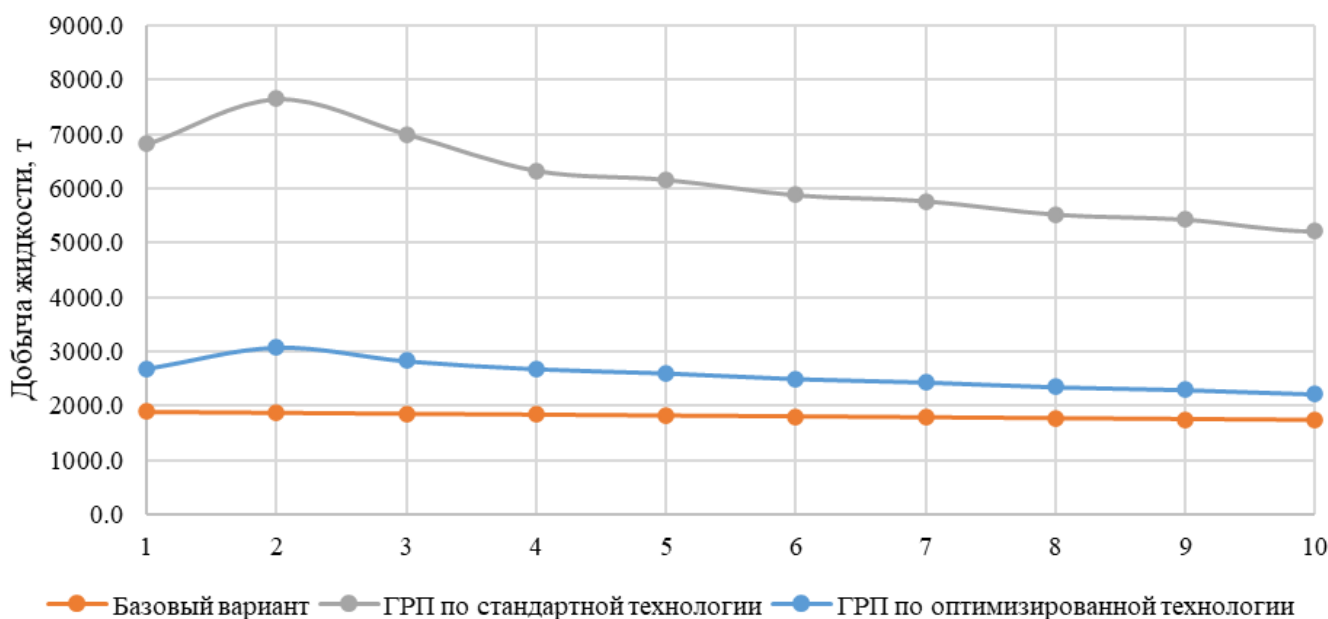


Рисунок 4 – Динамика добычи жидкости по первому (стандартная технология ГРП), второму (оптимизированная технология ГРП) и базовому (без проведения ГРП) вариантам

После проведения ГРП по оптимизированной технологии отмечается наибольшая прогнозная добыча нефти по годам, после ГРП по стандартной технологии наблюдается наибольшая добыча жидкости и наименьшая добыча нефти (за счет резкого обводнения добываемой продукции). По результатам технико-экономических расчетов на 10 лет при проведении ГРП на скважине по стандартной технологии за счет резкого увеличения обводненности добываемой продукции скважины отмечается уменьшение NPV относительно базового варианта (без проведения ГРП). При проведении ГРП по оптимизированной технологии отмечается увеличение NPV относительно базового варианта (без проведения ГРП).

В 2021 году на рассматриваемой скважине выполнен ГРП по рекомендуемому варианту. Первоначальный прирост дебита нефти составил 8,9 т/сут, по состоянию на ноябрь 2021 года эффект продолжается.

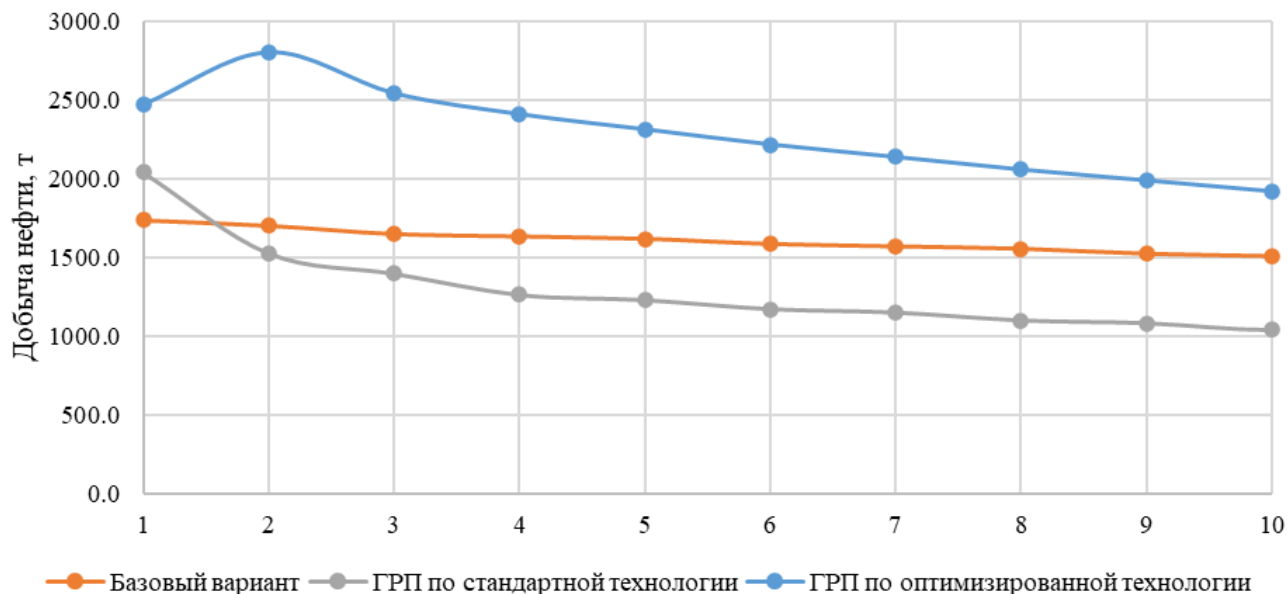


Рисунок 5 – Динамика добычи нефти по первому (стандартная технология ГРП), второму (оптимизированная технология ГРП) и базовому (без проведения ГРП) вариантам

Выводы:

- важным аспектом проектирования ГРП является комплексный подход со всесторонней проработкой технологии: от учета геологических особенностей объекта и построения достоверной геомеханической модели – к оптимизации технологических параметров;
- за счет комплексного планирования ГРП на основании достоверной геомеханической модели подбор эффективной технологии ГРП, определение ключевых рисков и реализация мероприятий по сокращению данных рисков способствуют раскрытию потенциала технологии воздействия на пласт и повышению эффективности разработки объекта;
- корректность расчетов подтверждается практическим примером реализации ГРП по оптимизированной технологии на рассматриваемой скважине.

Библиографический список:

1. А.А. Алероев, С.А. Кондратьев, Р.Р. Шарафеев, Д.В. Новокрещенных, В.А. Жигалов, Проведение пропантных гидроразрывов низкопроницаемых пластов на нефтяных месторождениях Ненецкого автономного округа – М.: “Нефтяное хозяйство” 2017, 108с.
2. Ю.А. Кашников, С.Г. Ашихмин, Механика горных пород при разработке месторождений углеводородного сырья: Учебное пособие. – М.: Издательство «Горная книга», 2019. – 552 с.
3. С.А. Кондратьев, Р.Р. Шарафеев, Д.В. Новокрещенных, Е.Л. Ракитин, А.В. Головин Исползование результатов промыслово-геофизических исследований скважин для расчета напряжений при моделировании гидроразрыва пласта. – Нефтепромысловое дело – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2021, № 7. – с. 26-34.

Анализ условий формирования нефтяных месторождений Ухта-Ижемского вала Тимано-Печорской провинции

Овчарова Т.А.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Актуальность статьи заключается в восполнении ресурсной базы Республики Коми.

Вопрос о процессе формирования залежей углеводородов является весьма важным аспектом для повышения эффективности поисково-разведочных работ. В настоящее время существует несколько представлений о происхождении нефти и газа, обоснованных накопившимся опытом по поисково-разведочным работам и разработке нефтяных и газовых месторождений, но единого механизма, запускающего формирование всех залежей, выявить невозможно. Каждая залежь по-своему уникальна, обладает своими критериями условий нефтегазоаккумуляции и нефтегазообразования.

В данном докладе авторы предлагают результаты анализа условий формирования нефтяных месторождений Ухта-Ижемского вала (Рис.1).

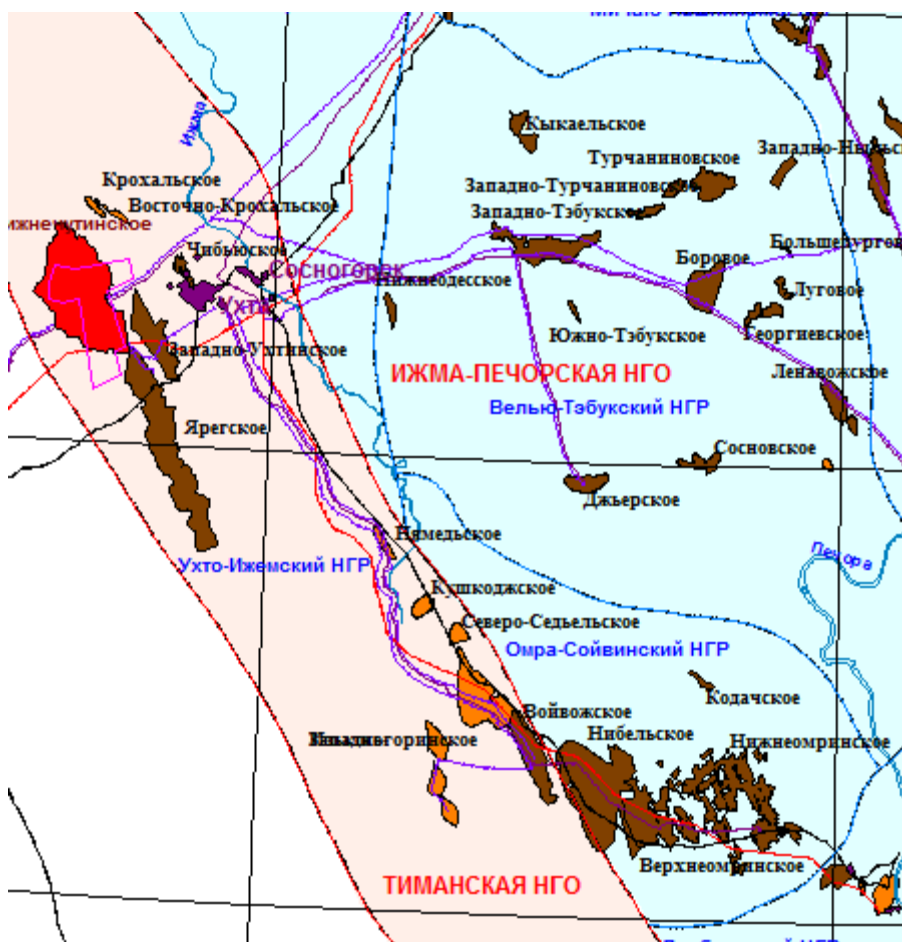


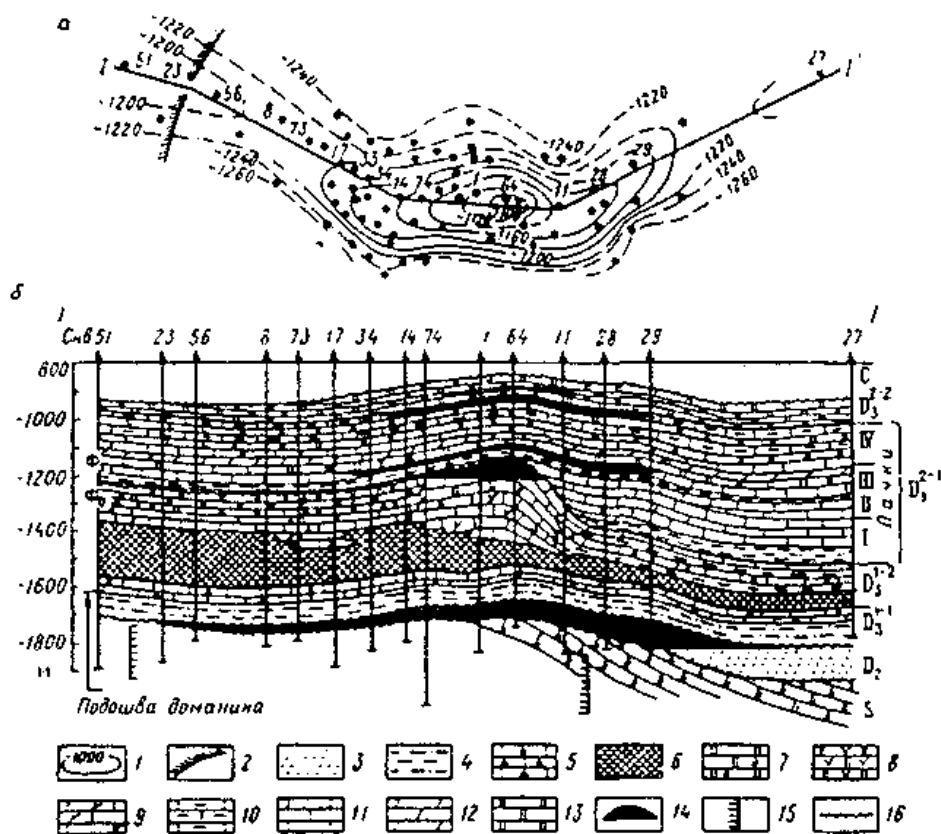
Рисунок 1 – Обзорная карта района работ

Основные представления о формировании месторождений нефти и газа в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции были определены А. Я. Кремсом, они сводятся к следующим условиям.

Во-первых, должен образоваться осадочно-породный бассейн, в котором в течение длительного (геологического) времени накопились в определенной последовательности мощные толщи горных пород с высоким содержанием органического вещества – нефтематеринские породы. В процессе захоронения и под воздействием высоких температур и давлений эти породы должны достичь состояния, при котором углеводороды начинают

выделяться из материнской породы. Затем углеводороды должны мигрировать в пористую осадочную породу – коллектор. При воздействии тектонических процессов, денудационных и литологических факторов возникает ловушка для мигрирующих углеводородов, которая должна быть изолирована качественной крышкой.

В статье за эталонные объекты для анализа условий образования углеводородов рассмотрены Нижнечутинское, Ярегское, Западно-Тэбукское месторождения углеводородов (Рис.2).



а - структурная карта, б-геологический разрез

Рисунок 2 – Западно-Тэбукское месторождение

Западно-Тэбукское месторождение является одним из наиболее крупных в Тимано-Печорской провинции. Оно расположено в южной части Ижма-Печорской впадины к востоку от Ухты приурочено к брахиантиклинальной структуре широтного простирания.. Основные продуктивные горизонты приурочены к эйфельским (III и IIб пласты) и живетским (IIа и IIв пласты) песчаникам.

В среднедевонско - нижнефранское время на рассматриваемой территории происходило накопление в основном терригенного гумусово- сапропелевого материала. В разрезах представленных месторождений наблюдается четко выраженное ритмичное строение. Каждый ритм начинается трансгрессией и отложением песчано-алеврито-глинистых осадков и заканчивается регрессией с формированием глинистых пород. Такая периодичность позволяет выделять продуктивные слои и пачки коллекторов и экранирующих толщ. Региональной крышкой для этих отложений являются глинистые и карбонатно-глинистые отложения тиманско-саргаевского возраста. Одновременно происходит и формирование литологически ограниченных крышек. Процессы накопления углеводородов протекали в Ижма-Печорском очаге нефтегазообразования. Генерация нефти отложений среднедевонско-нижнефранского комплекса началась в раннем визе. К позднекаменноугольно – раннепермскому времени, соответствующему началу инверсионных подвижек Урала, нефтегазоматеринские отложения среднего-девона – нижнего франа достигли главной зоны нефтегазообразования. Образовавшаяся нефть Западно-Тэбукского месторождения сингенетична, реализовала свой генерационный потенциал, сформировалась по органической теории происхождения углеводородов.

Формирование Ярегского и Нижнечутинского нефтяных месторождений можно объяснить миграцией нефти из погруженных частей Ижма-Печорской впадины вверх по восстанию слоев в области меньших давлений по системе многочисленных трещин метаморфических сланцах фундамента. С другой стороны, происхождение этих месторождений объясняется неорганической теорией, когда образование жидких углеводородов обуславливается геологическими процессами, протекающими в недрах Земли, при которых этан и более тяжелые углеводороды, присутствующие в составе нефти, могут синтезироваться из неорганических соединений, присутствующих в верхней мантии Земли.

Учеными доказано, что многогранные процессы абиогенного характера происходят при генерации углеводородов на глубине до 250 км на уровне верхней мантии Земли при сверхвысоких показателях давления и температуры, которая составляет около 1500 градусов. Образовавшиеся углеводородные флюиды мигрируют по многочисленным разломам и трещинам к поверхности земли с образованием месторождений нефти и газа.

По результатам интерпретации накопленных материалов прошлых лет, ООО «Нефтегазпромтех» была построена геологическая модель венд-рифейского фундамента Ухта-Ижемского вала, установлены закономерности распространения коллекторов и покрышек, выполнена количественная оценка геологических ресурсов. Количественная оценка геологических ресурсов нефти прикровельной части венд-рифейских отложений Нижнечутинского месторождения показала их высокий нефтеносный потенциал, геологические ресурсы составили 113 млн. тонн нефти.

Таким образом, в венд-рифейском фундаменте могут быть открыты дополнительные источники энергетического сырья. Это особенно важно при том, что все значимые месторождения Ухтинского района характеризуются заметной выработанностью запасов, их суммарная добыча постепенно снижается.

Библиографический список:

1. Горобец С.А., Голдобин А.Я., Овчарова Т.А. Перспективы нефтегазоносности вендских отложений Нижнечутинского месторождения // XVI Геологический съезд Республики Коми.- Сыктывкар, 2014. Том III – С. 36 - 38.

УДК 622.276.5(470.13)

Ретроспектива развития разработки залежи сверхвязкой нефти Усинского месторождения

Пастухов И.А.

ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми, г.Пермь

Нефтяная промышленность, включающая в себя не только добычу ресурсов, но и переработку, хранение, а также реализацию продажи «черного золота», является значимым сектором экономики многих стран, в том числе и России. В нашем государстве данная отрасль является стратегической и ей отводится ключевая роль, нефтяной комплекс активно развивается и стимулируется. В стране месторождения легкой нефти выработаны более чем наполовину, поэтому разработка месторождений высоковязкой, сверхвязкой нефти и битумов является перспективным развитием в нефтяной сфере.

Мировые запасы тяжелых нефтей в мире составляют более 810 млрд т [1], что составляет более 70 % от мирового фонда запасов нефти. Канада и Венесуэла являются странами с наибольшей концентрацией высоковязкой нефти и битумов. Суммарные запасы месторождений бассейна Orinoco Belt в Венесуэле (320 млрд м³) и канадской провинции Альберта (350 млрд м³) составляют около 90% от мировых запасов. К странам, также имеющим наиболее крупные запасы ВВН и битумов, относятся США (28 млрд м³), Россия (10 млрд м³), Индонезия (2,5 млрд м³) и Китай (1,5 млрд м³) (рисунок 1). Потенциально извлекаемые термическими и другими методами мировые запасы высоковязкой нефти и битумов составляют около 250 млрд м³, что в 2 раза превышает доказанные запасы нефти стран ОПЕК [2].



Рисунок 1 - Распределение мировых запасов сверхвязкой и высоковязкой нефти [2]

В России огромные запасы расположены в Тюменской области, Республике Татарстан, Республике Коми (рисунок 2). В Тимано-Печорском нефтегазоносной провинции уникальным примером уникальности является пермо-карбоновая залежь сверхвязкой нефти Усинского месторождения.

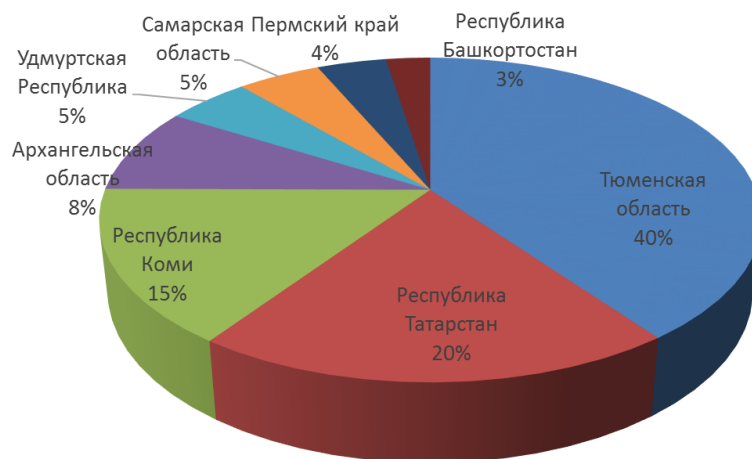


Рисунок 2 – Объемы запасов сверхвязкой нефти по субъектам РФ [1]

Усинское месторождение открыто в 1963 году, залежь в 1977 году введена в промышленную разработку. Объект является особо значимым нефтегазовым проектом, уникальным примером сложнопостроенного массивного трещинно-кавернозно-порового карбонатного резервуара высотой до 300 м, вмещающего сверхвязкую нефть.

Промышленная нефтеносность залежи связана с карбонатными отложениями карбона (среднего и верхнего) перми (нижней). Геолого-физические характеристики обусловлены сверхвязкой пластовой нефти с диапазоном вязкости от 344 до 2042 мПа*с (принятое значение 710 мПа*с); неоднородным строением карбонатного коллектора, проявляющимся в высокой расчлененности разреза; неоднородностью фильтрационно-емкостных свойств по разрезу и площади, наличием большого числа трещин, каверн, стилолитов и карстовых полостей; глубиной залегания залежи от 1000 до 1500 м (утвержденный ВНК - 1300 м).

При разработке пермо-карбоновой залежи естественные температурные условия не обеспечивают необходимой подвижности нефти во время фильтрации по пласту и притоку в скважины. Согласно решениям действующего проектного документа запланирована разработка с применением теплового воздействия, что даст возможность увеличить проектный коэффициент извлечения нефти в 2,2 раза (от 0,150 до 0,330) по сравнению с коэффициентом извлечения нефти при использовании стандартных методов.

Естественная (начальная) температура пласта 23°C не обеспечивает необходимой подвижности нефти, что затрудняет ее приток в скважины. За период разработки (с 1977 года) обводненность продукции достигла 84%, а коэффициент извлечения нефти (КИН) составил только 0,108 д.ед.

Для достижения максимально возможного экономически рентабельного коэффициента извлечения нефти принята концепция разработки с применением третичных методов увеличения нефти, выполняется испытание различных технологий (таблица 1), направленных на увеличение коэффициента вытеснения, вследствие увеличения подвижности нефти за счет ее нагрева (скрининг эффективных агентов вытеснения и закачка в пласт различных видов теплоносителей); увеличение коэффициента охвата неоднородного, трещиноватого пласта (строительство горизонтальных скважин, бурение по уплотненной сетке); ограничение водопритока и выравнивание профиля закачки и добычи.

Таблица 1 - Развитие технологий воздействия на пласт

№ п/п	Наименование технологии	Период применения
1	Закачка растворителя (легкой нефти)	1980-1981
2	Закачка газового конденсата	1982
3	Закачка горячей воды 200-250°C	1982-1998
4	Уплотнение сетки скважин (ПСС 6,25 га, 3,125 га)	1982 по наст. время
5	Площадная закачка пара	1992 по наст. время
6	Пароциклические обработки скважин	1993 по наст. время
	Химические композиции при ПЦО	2008 по наст. время
7	Чередующаяся закачка воды и нефти	2007-2009
8	Горизонтальные скважины (в т.ч. SAGD)	2007 по наст. время
9	Закачка горячей воды 90°C	2012 по наст. время
10	Бурение скважин-дублеров	2013 по наст. время
11	Внутрипластовое горение (ВВГ)	не реализовано

Лабораторные исследования пластовой нефти показали, что при ее нагреве до 150°C вязкость снижается в 140 раз (рисунок 3). Данный факт является предпосылкой применения тепловых методов увеличения нефтеотдачи, позволяющихкратно увеличить коэффициент извлечения нефти [3].

Наибольшее тиражирование из всех реализованных получили следующие технологии:

- площадная закачка пара;
- площадная закачка горячей воды;
- пароциклические обработки скважин вкупе с термотропными химическими композициями.

На участках ПТВ-1, ПТВ-2 в 1982-1998 гг. проводились опытные работы по площадной закачке горячей воды (с температурой 200-250°C). Процессы, происходящие в пласте, аналогичны происходящим при вытеснении паром. При закачке горячей воды с добавлением поверхностно-активных веществ по сравнению с закачкой ненагретой водой (с температурой 25 °С) коэффициент вытеснения увеличивается в 2,8 раза (с 0,20 до 0,56 д.ед.). Значительный эффект данной технологии достигается за счет комплексного воздействия – теплового (вязкость нефти снижается при повышении температуры) и химического («доотмыв» нефти за счет снижения поверхностного натяжения на границе раздела фаз, изменение степени смачиваемости коллектора).

Пароциклические обработки добывающих скважин являются наиболее массовым видом ГТМ, проводимым на залежи. Данная технология включает в себя 3 стадии:

- закачка теплоносителя в виде пара;
- остановка закачки, пропитка паром призабойной зоны;
- отбор жидкости уже из прогретой зоны пласта.

Площадная закачка пара предполагает непрерывное нагнетание теплоносителя в нагнетательные скважины, вследствие образуется горячая зона, распространяющуюся непрерывно по пласту, что способствует «доотмыву» нефти. С 1992 года на участке «ПТВ – Центр» начата закачка пара в паронагнетательный скважины с целью поддержания пластового

давления и повышение коэффициента извлечения нефти. Также организованы еще участки паронагнетательных скважин «ПТВ-Север», «ПТВ-Юго-Запад», для сравнения, оценки эффективности данной технологии выделен эталонный участок, разработка которого ведется на естественном упруговодонапорном режиме (рисунок 4). Опыт разработки данных участков с применением паротеплового воздействия позволяет достигать более высоких технологических показателей разработки.

Для проведения пароциклических обработок используется пар из блочных парогенераторов в стационарном исполнении и мобильных.

Наблюдается снижение эффективности данной технологии с 2017 г., объяснимо естественной выработкой запасов на участках залежи, увеличением количества повторных циклов обработок, наличием аварий и осложнений при выполнении работ.

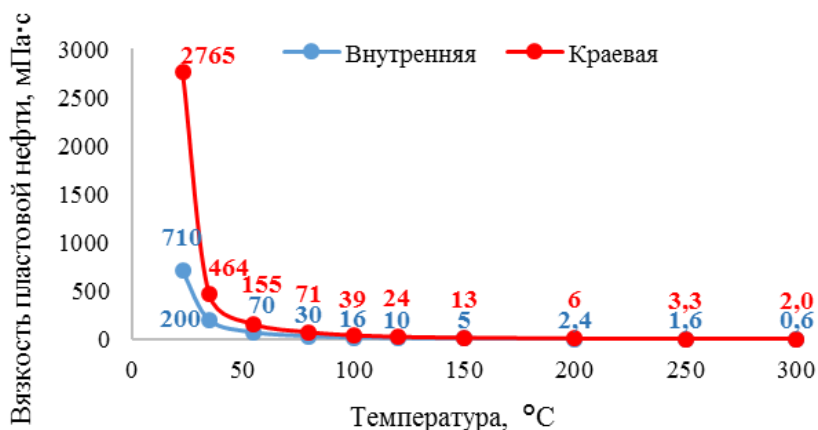


Рисунок 3 - Зависимость изменения вязкости от температуры

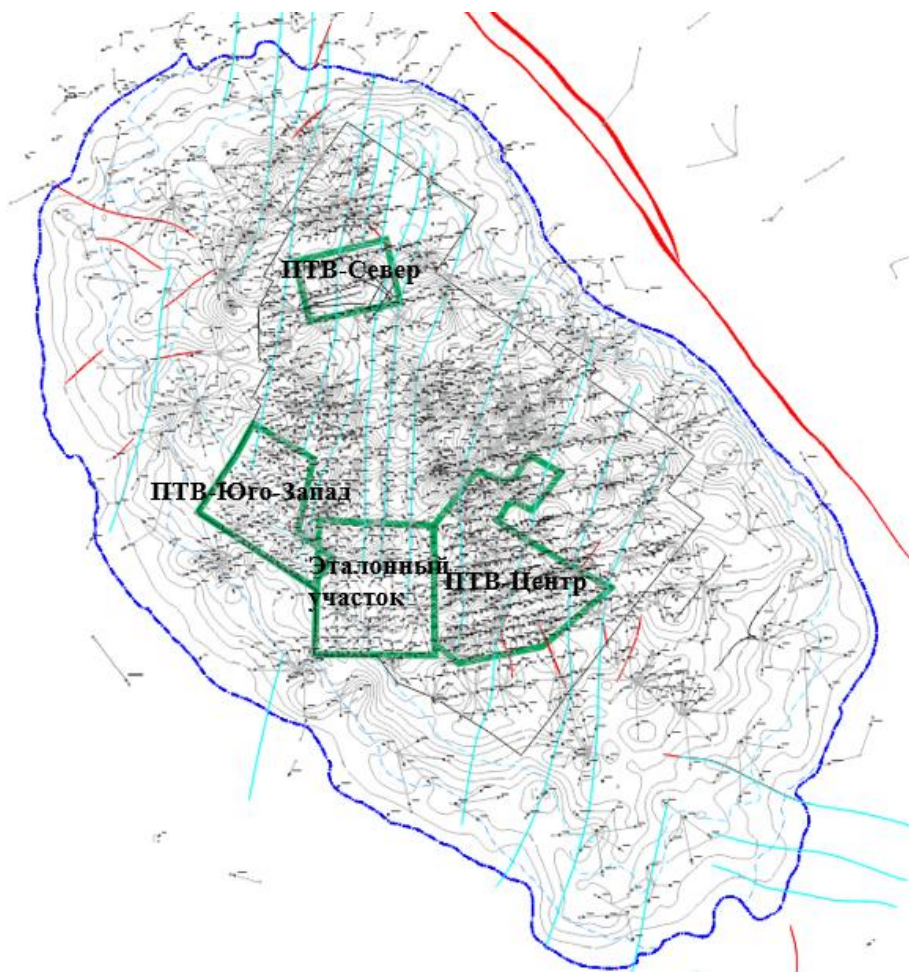


Рисунок 4 – Схема расположения участков ПТВ и Эталонного участка

В последнее время при пароциклических обработках применяются физико-химические методы увеличения нефтеотдачи, а именно применение термотропных композиций, условно разделенных гелеобразующие, способствующие снижению обводненности продукции и увеличению охвата пласта паротепловым воздействием и нефтеотмывающие, интенсифицирующие добычу нефти. Функции термотропных композиций активируются под воздействием температуры, в данном случае пара от пароциклических обработок, другими словами, формируется комплекс паротеплового и физико-химического воздействия на пласт.

В целях повышения качества подготовки инвестиционных решений по развитию Приоритетного актива и организации контроля над инвестициями на проекте «Развитие пермско-карбонной залежи Усинского месторождения» были выделены отдельные комплексные этапы развития, приняты инвестиционные решения по каждому проекту. В перспективе планируется наращивать добычу за счет расширения масштабов паротеплового воздействия на пласт и опробования новых технологий.

Библиографический список:

1. Е. Данилова. Тяжелые нефти России. // The Chemical Journal. Химический журнал. - 2008.- №12.- С.34-37.
2. Л.М. Рузин, И.Ф. Чупров, О.А. Морозюк, С.М. Дуркин «Технологические принципы разработки залежей аномально вязких нефтей и битумов» 2015 г. (АНО «Ижевский институт компьютерных исследований»).
3. Тяжелые нефти Тимано-Печорской провинции / Л.А. Анищенко, О.В. Валяева, О.С. Процько, О.Ф. Разманова // Вестник Института геологии Коми научного центра УрО РАН. – 2014. – № 9. – С. 11–14.

УДК 331.087

Вовлечение в добычу трудноизвлекаемых нефти из низкопроницаемых карбонатных коллекторов преображенского горизонта Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения – какая технология эффективней?

Пуляевский М.С., Греков Г.В.

АО «Верхнечонскнефтегаз», ПАО «НК «Роснефть», г. Иркутск

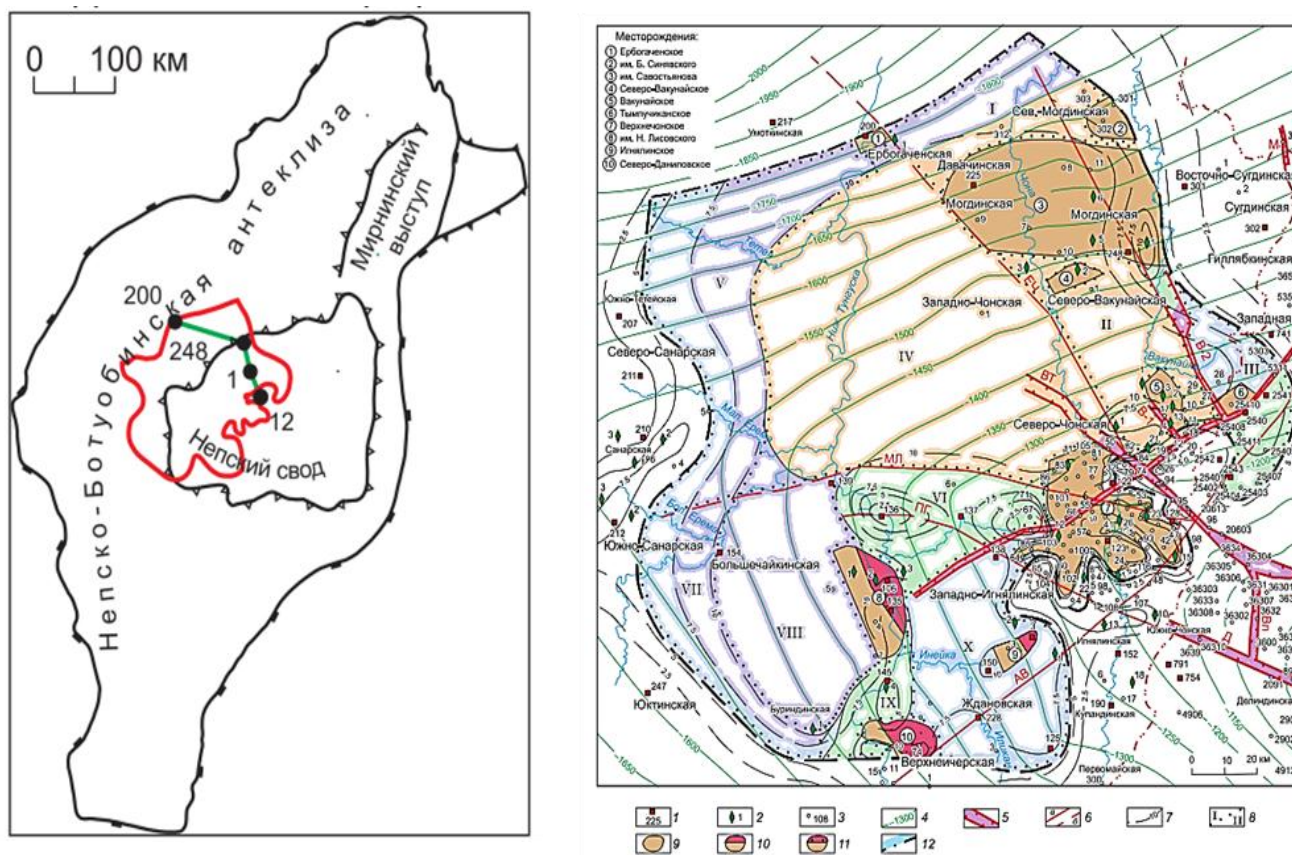
Вахромеев А.Г.

Институт земной коры СО РАН г. Иркутск

История поисков и разведки месторождений нефти и газа в пределах Непско-Ботуобинской антеклизы (НБА) и одноименной нефтегазоносной области (НГО) Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции Сибирской платформы насчитывает более полувека [Конторович, 1976; 1982]. Базовым объектом разведки долгое время оставались терригенные отложения коллектора венда. К ним приурочено крупное Верхнечонское НКМ, ряд средних и небольших месторождений УВ. В 1970 году в пределах Преображенского поднятия была пробурена параметрическая скважина, что позволило выделить продуктивный карбонатный горизонт (пласт Б₁₂), из которого после соляно-кислотной обработки был получен приток газа. Геологические запасы нефти преображенского резервуара относятся к трудноизвлекаемым (ТРИЗ).

Преображенский горизонт (пласт Б₁₂) среди продуктивных пластов Верхнечонского НКМ по величине потенциальных геологических запасов занимает второе место и содержит около 40% суммарных запасов месторождения по категориям С1+С2. Преимущественно пониженная и низкая проницаемость сложных карбонатных коллекторов, мозаичное в плане чередование проницаемых и непроницаемых участков при доказанном нефтяном их насыщении – основная проблема промышленного освоения месторождений ЕЧС. Традиционные версии их освоения вертикальными скважинами оцениваются как низкорентабельные. К современным

методам освоения: бурение горизонтальное и восходящих наклонных стволов; многозабойных горизонтальных скважин (мзс), и технологии формирования искусственной фильтрационной среды с заданными параметрами проницаемости, объединяющей изолированные вторичными процессами участки нефтяной залежи [Гордеев и др., 2009; Батлер, 2010; Шемин и др., 2019, Гринченко и др., 2020; др].



а) контур ЕЧС (красным цветом) в центральной, сводовой части Непско-Ботубобинской антеклизы; контур Верхнечонского месторождения;
 а) контур ЕЧС (красным цветом) в центральной, сводовой части Непско-Ботубобинской антеклизы; контур Верхнечонского НГКМ и ряда других месторождений и залежей УВ в преобразованном продуктивном горизонте на ЕЧС. По Шемину и др., 2019

Рисунок 1 – Ереминско Чонское скопление нефти

На сегодняшний день преобразованный горизонт на месторождении находится в опытно-промышленной эксплуатации. На пласт пробурено, и испытано 45 разведочных скважин. Из них по 33 скважинам получен приток нефти от 0,8 до 36 т/сут., по 7 скважинам получен приток газа (без нефти), по 5 скважинам притока УВ не получено (рис. 6 На первом этапе в марте 2011 были проведены три больше объёмные (100 м³/скв.) соляно-кислотные обработки (СКО) - нет эффекта. В апреле того же года провели кислотный гидроразрыв пласта (КГРП) на двух скважинах. Получен низкий эффект, продолжительность работы с увеличенным дебитом составили менее года. Вероятная причина малой эффективности в низкой растворяющей способности кислоты при температуре 12°С.

В мае того же года произвели первый пропантный ГРП на пласт Б₁₂. Около двух лет скважина работала со средним дебитом 5,4 т/сут., затем приток нефти прекратился. В целом 1 этап показал низкую эффективность. На втором этапе опытных работ на пласт Б₁₂, в 2014 году были пробурены 2 скважины с горизонтальным окончанием 600 м, реализован многостадийный гидроразрыв пласта (6 стадий на скважину). Эффективная длина стволов этих скважин составляет около 300 м. Стартовый дебит по нефти составил 40 и 30 т/сут соответственно. Спустя 3–4 месяца эксплуатации по обоим скважинам существенно вырос газовый фактор (ГФ)

– до 2000 м³/м³. В настоящее время скважины эксплуатируются в периодическом режиме. Дебит нефти стабильно держится на уровне 21 т/сут. при стабильном же уровне пластового и забойного давлений (80–90 атм). Газовый фактор остаётся высоким на уровне 800 и 2000 м³/т для скважин 1 и 2 соответственно. В 2020 году на участке ПР-2 в центральной части месторождения был реализован третий этап.

Положение участка ПР-2 определено картой продуктивности пласта Б₁₂, построенной на основании геофизических данных, результатах испытаний разведочных скважин, отсутствия газовой шапки на пласте ВЧ1 (В₁₀), а также наличие инфраструктуры для закачки газа.

Типовая проводка горизонтального ствола скважины на преображенский горизонт: по факту бурения горизонтальной скважины изменена траектория с пологой на ступенчатую (рис. 9). Данное изменение вызвано не подтверждением строения коллектора. В плане предполагался коллектор линзовидный/невыдержанный, а по факту – монолитный с увеличением проницаемости в подошве пласта Б₁₂.

Скважина Х34 представлена горизонтальным стволом общей протяженностью 1033 м, эффективная длина ГС составляет 991 м, заканчивание представлено хвостовым фильтром с 9-ю муфтами ГРП. Перед запуском было проведено 9-ти стадийное ГРП с общим количеством проппанта 47 тонн. После запуска наблюдается стабильная динамика показателей.

В результате комплексных научно-практических исследований вариантов применения широкого спектра заканчивания и геолого-технологических мероприятия, определён пока единственный эффективный на сегодняшний день метод интенсификации притока нефти на преображенском горизонте (пласт Б₁₂) относящемся к категории ТриЗ. Это проведение многостадийного гидроразрыва пласта. Скважина с МГРП показывает наиболее стабильные результаты работы в отличие от других методов интенсификации притока. Среднее фактическое количество ГРП на стадию составило 7 операций при запланированном – 9. Фактическая загрузка проппанта на стадию 7,8 т. (при плане – 15,0 т)

Поиск эффективного технологического решения – как экономически выгодно эксплуатировать преображенскую залежь на Верхнечонском НГКМ, и достичь высоких значений коэффициента извлечения нефти, продолжается. Следующий этап технологических исследований авторы видят в увеличении охвата природного резервуара объемной искусственной трещиноватостью. Масштабирование воздействия от многостадийного гидроразрыва пласта будет происходить путем увеличения длины горизонтального ствола и числа стадий МГРП. Также, одной из перспективных технологий, по мнению авторов, может быть термокислотное воздействие на низкопроницаемый пласт-коллектор.

Библиографический список:

1. Гигантское поле нефтенакпления в преображенском карбонатном горизонте венда Непско-Ботуобинской антеклизы (Лено-Тунгусская нефтегазоносная провинция) / Шемин Г.Г. // Геология и геофизика, 1999, № 8, с.1170-1781.
2. Ереминско-Чонское скопление нефти в преображенском резервуаре – крупнейший объект по подготовке запасов и добыче углеводородного сырья в Восточной Сибири / Шемин Г.Г. // Новосибирск, Изд-во СО РАН, 2011, 122 с.
3. Особенности первичного вскрытия бурением карбонатных биогермных построек с каверново-связанным пустотным пространством и АВПД флюидных систем на юге Сибирской платформы / Вахромеев А.Г., Сверкунов С.А., Иванишин В.М., Мисюркеева Н.В., Горлов И.В.. // Mongolian Geoscientist, Т. 45, Геология и минерагения центральной Азии. Мат-лы XX междунар. научно-техн. Конф.- Изд-во Ulaanbaatar, 2017 :395с, с. 374-378.
4. Преображенский горизонт Верхнечонского месторождения: выбор оптимального метода разработки / Херлиман Д, Кошелев А., Захарян А. и др. //Новатор, № 29, 2009, с. 13-17.
5. Тэтэйско-Чонская зона нефтегазоаккумуляции северо-западной части Непско-Ботуобинской антеклизы – крупный объект по подготовке промышленных запасов нефти и газа в преображенском карбонатном горизонте / Шемин Г.Г., Гурова Т.И., Ларичев А.И., Мигурский А.В. // Строение и нефтегазоносность карбонатных резервуаров Сибирской платформы, Новосибирск, 1991, СНИИГГиМС, с. 81-95.

Комплексные исследования растворов полимеров акрилового ряда для добычи трудноизвлекаемой нефти

Раупов И.Р., Зазуля В.С., Мовпан М.В., Григорьева В.М.

Санкт-Петербургский горный университет, г. Санкт-Петербург

Введение

Полимерное заводнение широко распространено во всем мире при добыче трудноизвлекаемой нефти [1]. Применение полимерного заводнения позволяет увеличить коэффициент нефтеизвлечения либо за счет увеличения доли пласта, подверженной вытеснению нефти либо увеличением качества вытеснения вымывающим агентом. Первый способ осуществим благодаря экранирующей способности полимерного раствора и исключения пористой среды малонасыщенной нефтью из области фильтрации. Качество вытеснения зависит от физико-химических параметров вытесняющих полимерных растворов, а также проявления свойств неньютоновских жидкостей при взаимодействии с вмещающей средой (породой-коллектором).

Методика исследований

В качестве объекта исследования были использованы полимерные растворы на основе полимеров акрилового ряда различных марок ПАА АК-631, ПАА AN934SH, ПАА С494, ПАА DP9, ПАА PDA-1004, ПАА Poly-T-101 и частично гидролизованного полиакрилонитрила (ГПАН). Содержание полимера в водных растворах составляло: 0,01%, 0,05%, 0,1%, 0,25%, 0,5% и 1%. Все растворы готовились при одинаковых условиях: температура 25С, частота вращения 350 об/мин, время гидролиза – 1 час.

Реологические исследования полимерных растворов проводились с использованием ротационного вискозиметра RHEOTEST RN 4.1 и измерительной системы Н1. Построение кривых вязкостей и кривых течений осуществлялось в режиме заданной скорости сдвига (CR - Controlled rate test) от 0 до 300 с⁻¹. Также для указанных полимерных растворов определялись вязкоупругие характеристики в режиме колебания измерительного цилиндра при постоянной частоте и скачкообразном увеличении амплитуды от 1 до 10 Па и, наоборот, при постоянной амплитуде и скачкообразном увеличении частоты от 1 до 10 Гц.

При проведении реологических исследований полимерных растворов температура принимала значения 10, 20, 40, 60, 80°С. После установки температуры растворы полимеров термостатировались в течение 15 минут.

В ходе приготовления полимерных растворов было установлено их помутнение, причем с увеличением содержания полимера раствор становился менее прозрачным. В этой связи было предположено, что оптические свойства коррелируются с реологическими характеристиками. В качестве количественного параметра, определяющего оптические свойства, использовалась оптическая плотность полимерного раствора.

Исследования оптической плотности проводились с применением фотоколориметра «НАСН DR-1900» в ближней УФ части электромагнитного излучения с длиной волны 340 нм. В качестве жидкости сравнения использовалась дистиллированная вода. Длина оптического пути в кювете составляла 2,5 см.

Результаты исследований и обсуждение

В процессе исследования были установлены ньютоновские вязкости полимерных растворов. Полученные зависимости вязкости от температуры для всех марок и содержания полимера для PDA-1004 отображены графически на рисунках 1 и 2. Изменение ньютоновской вязкости описывается экспоненциальной зависимостью: с ростом температуры значение вязкости уменьшается. Ньютоновская вязкость линейно увеличивается в зависимости от содержания полимера.

При исследовании вязкоупругих свойств полимерных растворов в режиме осцилляционных динамических нагрузок выявлены содержания полимеров в водных растворах,

при превышении которой происходит резкое увеличение упругой компоненты вязкости, так называемая «точка инверсии» (рисунок 4). Предположительно это объясняется насыщением раствора макромолекулами полимеров, обладающих различной длиной цепочки и молекулярным весом.

В ходе анализа кривой течения в координатах log-log выявлены 4 зоны поведения реологической кривой полимерных растворов (рисунок 3). Переход из I ньютоновской во II ньютоновскую зону можно объяснить изменением режима течения из ламинарного в турбулентный.

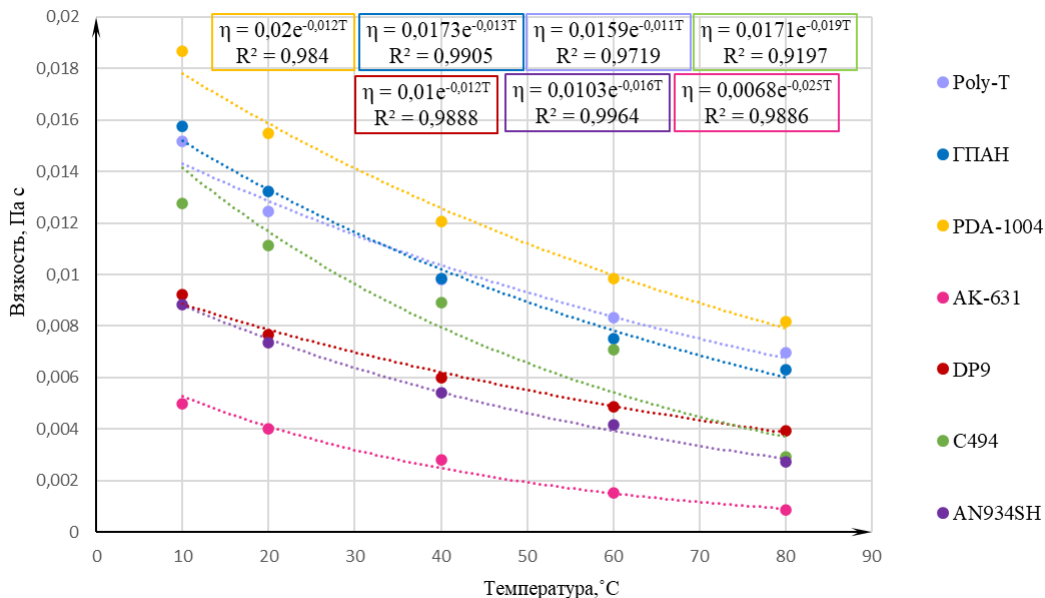


Рисунок 2 – Зависимость ньютоновской вязкости водных растворов полимеров акрилового ряда от температуры

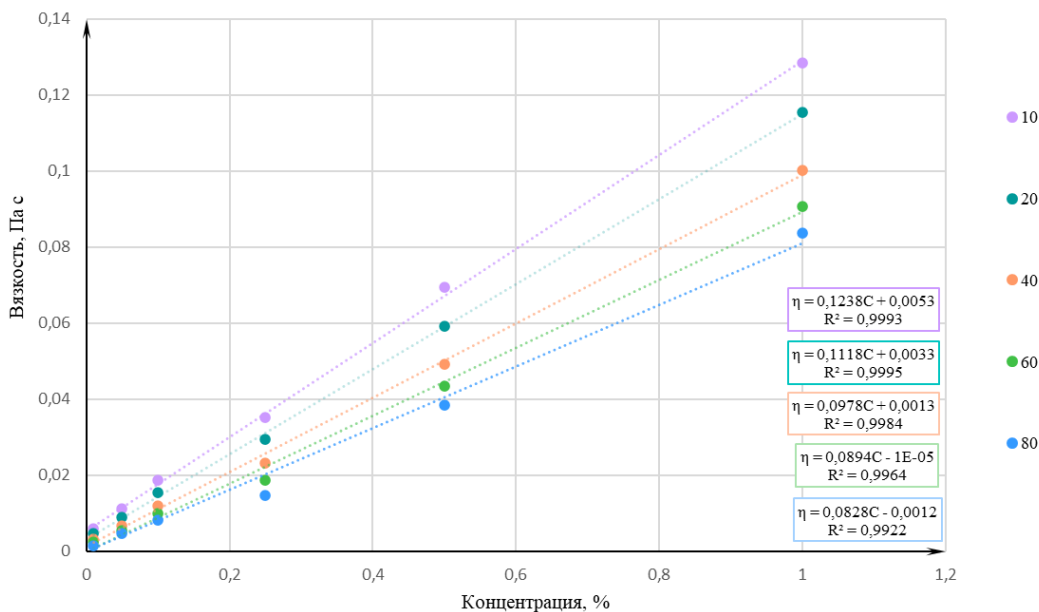
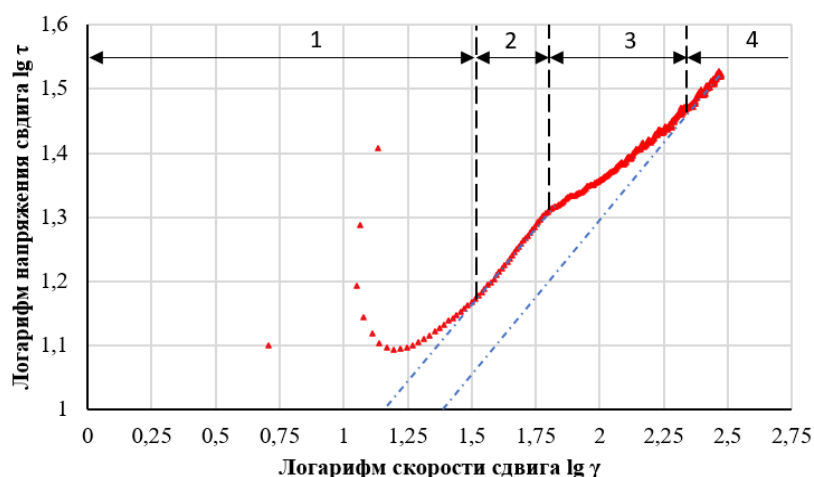


Рисунок 3 – Зависимость ньютоновской вязкости водного раствора полимера марки PDA-1004 от концентрации

Для каждой исследуемой марки полимера определены «точки инверсии» при температуре 20°C (таблица 1).

Полученная зависимость оптической плотности различных марок полимеров от их содержания представлена на рисунке 5. При разбавлении растворов величина оптической плотности водных растворов полимеров уменьшается линейно.



1- неньютоновское поведение; 2 - I ньютоновская зона; 3 - переходная неньютоновская зона из I ньютоновской во II зону; 4 - II ньютоновская зона

Рисунок 3 – Зависимость логарифма напряжения сдвига от логарифма скорости сдвига

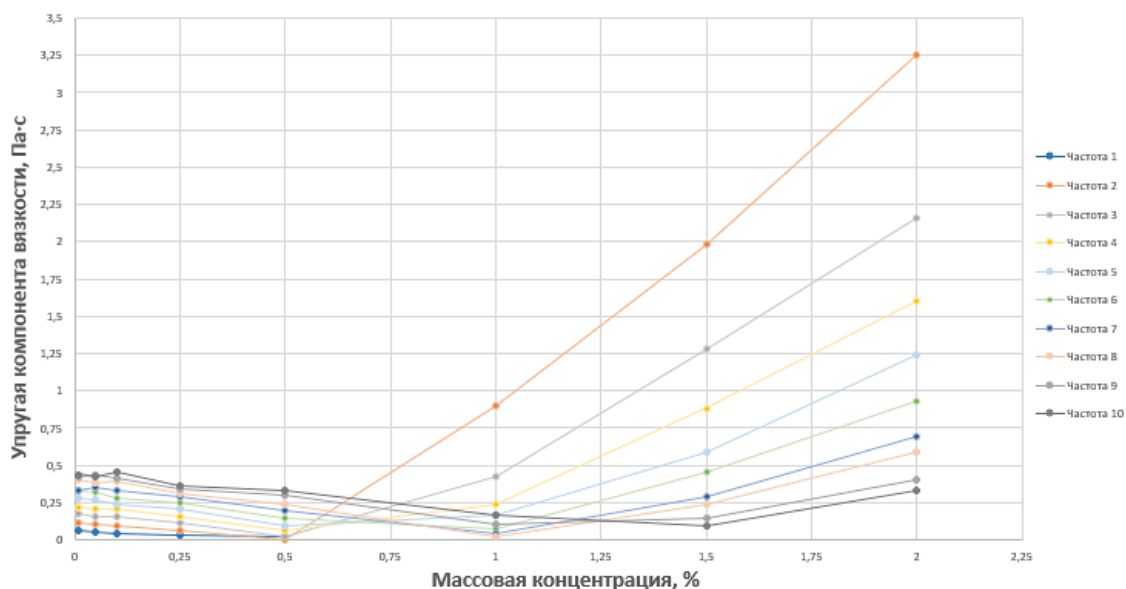


Рисунок 4 – Зависимость упругой компоненты вязкости водного раствора полимера марки PDA-1004 от его содержания (масс.%)

Таблица 1 - Точки инверсии для упругой компоненты вязкости полимерных растворов при температуре 20°C

Частота, с ⁻¹	Значения концентраций, соответствующих точкам инверсии, %						
	Poly-T-101	DP9	PDA-1004	C494	AN934SH	ГПАН	AK631
1	0,5	-	0,5	0,5	-	-	-
2	0,5	-	0,5	0,5	-	0,5	-
3	0,5	-	0,5	0,5	-	0,5	-
4	0,5	-	0,5	1	-	0,5	-
5	-	-	0,5	1	-	0,5	-
6	-	-	0,5	1,5	-	0,5	-
7	-	-	0,5	1,5	-	-	-
8	-	-	0,5	-	-	-	-
9	-	-	0,5	-	-	-	-
10	-	-	0,5	-	-	-	-

* знак «-» обозначает, что точки инверсии не выявлены

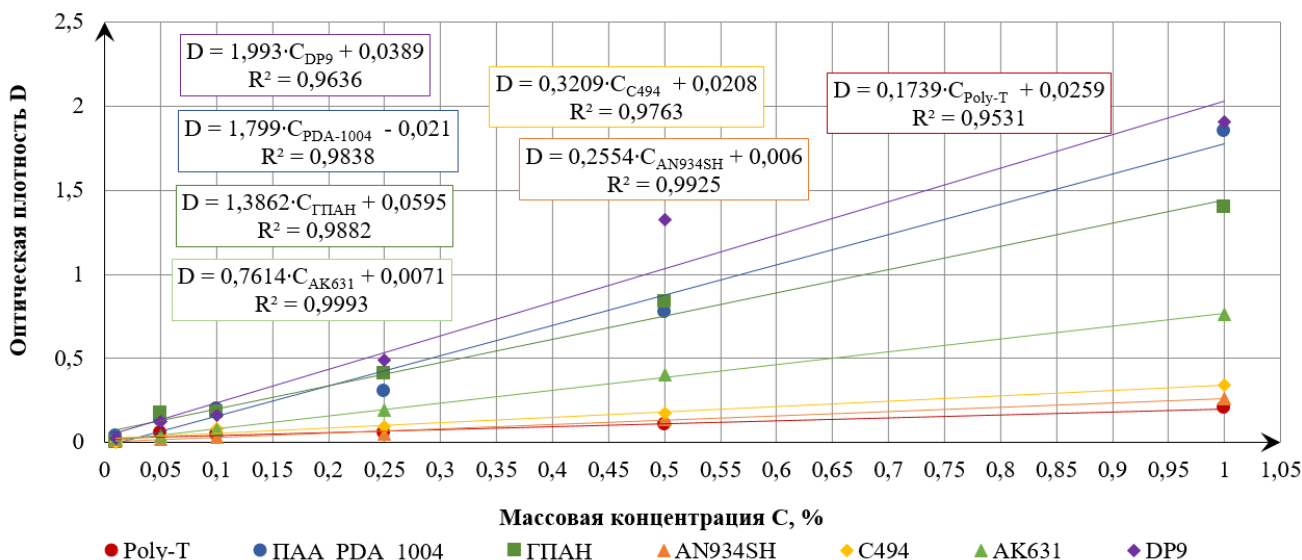


Рисунок 5 – Зависимость оптической плотности от содержания (масс.%) полимерных растворов

Установлены зависимости линейного и степенного характера ньютоновской вязкости от оптической плотности исследуемых полимерных растворов (рисунок 6). Увеличение оптической плотности является следствием протекания процесса структурообразования, а именно образования полимерных цепочек. Вязкость, плотность и другие физические свойства технологических жидкостей могут быть определены при постоянном контроле спектральных характеристик исследуемых растворов.

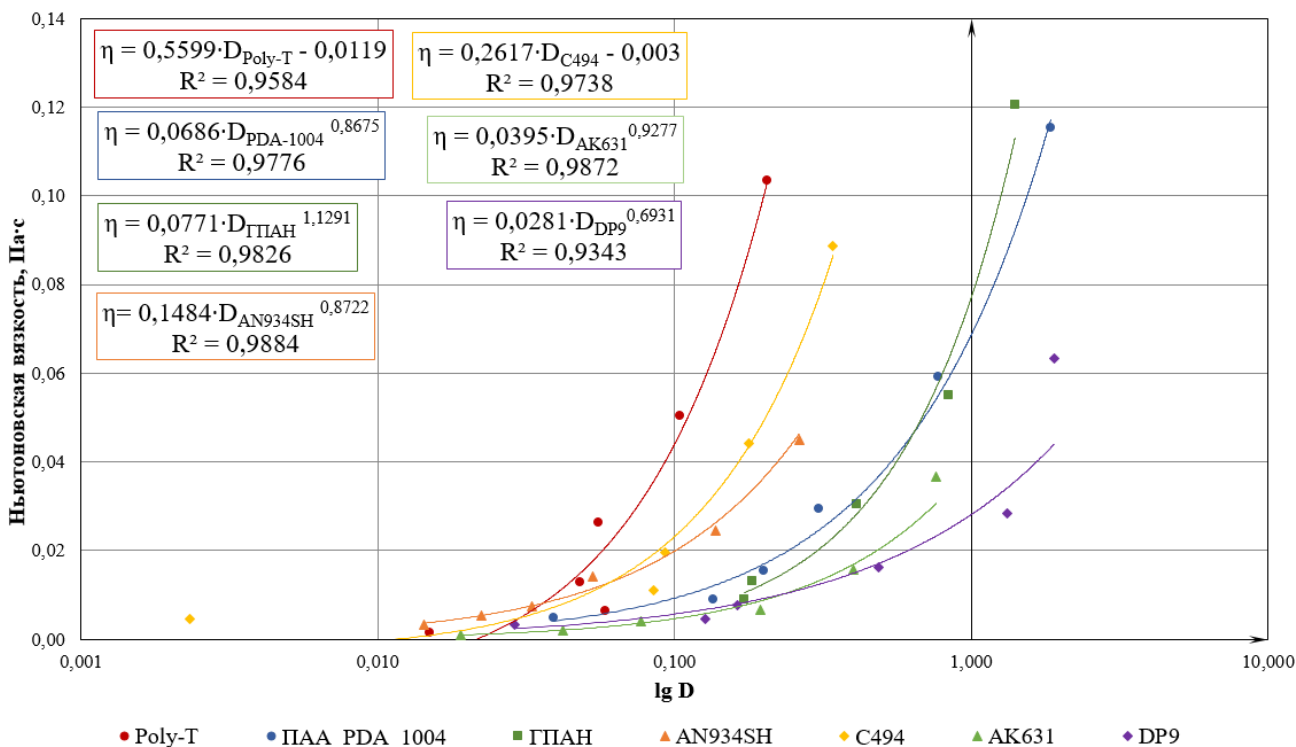


Рисунок 6 – Зависимость ньютоновской вязкости от десятичного логарифма оптической плотности полимерных растворов

Заключение

Реологические кривые водных растворов на основе полимера акрилового ряда описываются моделями Ostwald de Waele, Herschel Bulkley. Определены 4 зоны поведения реологической кривой полимерных растворов: неньютоновское поведение, I ньютоновская зона, переходная неньютоновская зона из I ньютоновской во II зону, объясняемая критическими скоростями движения (переход из ламинарного движения в турбулентный), II ньютоновская зона.

Определены концентрации (точки инверсии) полимера акрилового ряда, при которых упругая компонента вязкости растворов резко изменяют характер зависимости: с уменьшения на увеличение. Данный эффект можно объяснить полным насыщением раствора макромолекулами полимера.

Оптическая плотность полимерных растворов увеличивается линейно с увеличением концентрации полимера. Ньютоновская вязкость полимерных растворов увеличивается с повышением оптической плотности по зависимостям, которые могут быть описаны степенными и линейными функциями.

Библиографический список:

1. Бондаренко А.В. Обоснование технологии полимерного заводнения для увеличения нефтеотдачи пластов в условиях высокой минерализации пластовых и закачиваемых вод: дисс. канд. техн. наук. Институт проблем нефти и газа Российской Академии наук. – М., 2017. – 148 с.
2. Бурханов Р.Н., Исследования оптических свойств нефти для разведки и контроля разработки месторождений / Р.Н. Бурханов, А.А. Лутфуллин, А.В. Максютин. Казань: ФЭН, 2020. – 60 с.
3. Кондрашев А.О., Рогачев М.К. Исследование реологических свойств водоизоляционных полимерных составов при пластовых термобарических условиях // Нефтегазовое дело: электрон. науч. журн. 2014. №1. С. 45-48.
4. Раупов И.Р. Технология внутрипластовой водоизоляции терригенных коллекторов с применением полимерных составов и оптического метода контроля за процессом: дисс. канд. техн. наук. Санкт-Петербургский горный университет. – СПб., 2016. – 143 с.
5. Шрамм Г. Основы практической реологии и реометрии / Перевод с английско-го кандидата химических наук И.А.Лавыгина; Под редакцией чл.-корр. РАН профессора.

УДК 553.982.2

Новые технологии поисков и разведки трудноизвлекаемых запасов нефти

Ростовщиков В.Б.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Колоколова И.В.

Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва

За последние годы наметилась тенденция к снижению эффективности поисков и разведки залежей нефти и газа. Это связано с тем, что существующие модели природных резервуаров в полной мере не отражают сложности и особенности геологического строения природных резервуаров, что часто приводит к бурению непродуктивных и малодебитных скважин.

Детальный анализ материалов сейсморазведки и глубокого бурения показывает, что ресурсный потенциал может быть значительно увеличен за счет поисков новых месторождений. Таким образом, совершенствование методики моделирования и определение информативных геологических критериев локального прогноза нефтегазоносности природных резервуаров Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции представляют собой актуальную научную и прикладную задачи.

Как правило, в рамках локального прогноза при поисках месторождений и залежей углеводородов первым условием их формирования является наличие ловушки. Ловушка – это часть природного резервуара, представляющая собой геологический объект с замкнутым контуром, ограниченный экранирующим пластом-флюидоупором, контролирующим процессы миграции и формирования залежи УВ в коллекторе. Благоприятное сочетание трех элементов – ловушки, флюидоупора и коллектора под ним представляет собой природный резервуар, где можно прогнозировать открытие залежей углеводородов. Таким образом, при проведении работ необходимо выделять и прослеживать по площади не только целевые горизонты, характеризующие морфологию пластов-коллекторов, но и промежуточные, дополнительные границы, связанные с надежными флюидоупорами.

Современные геофизические методы позволяют выделять по данным промысловой геофизики границы флюидоупоров и проследивать их в межскважинном пространстве на сейсмических разрезах.

Алгоритм работ состоит из нескольких этапов [1]. Выделение, картирование элементов природного резервуара, количественный прогноз параметров залежей УВ выполняется по данным комплексной интерпретации современных материалов промысловой геофизики и сейсморазведки путем интегрированного анализа данных о коллекторах, флюидоупорах и структурных формах.

На первом этапе по данным ГИС определяются границы коллекторов и флюидоупоров. Выделение флюидоупоров осуществляется на основании определения граничных численных значений «истинный – ложный флюидоупор». Это «статистическая» граница – такая же, как «коллектор-неколлектор», и в каждом случае ее следует устанавливать вновь для конкретного района (объекта). Предлагаемый подход основан на сопоставлении параметра, характеризующего насыщение горных пород, с параметром, отражающим их литоместные свойства. Для определения насыщения породы используется кривая удельного электрического сопротивления (УЭС). В качестве параметра, характеризующего литоместные свойства породы, рассчитывается отношение показаний нейтронного метода (НК) к показаниям метода естественной радиоактивности (ГК). Первоначально выполняется литологическое расчленение разреза, (выделение коллекторов и потенциальных флюидоупоров, рассчитывается отношение НК/ГК, проводится нормировка отношения НК/ГК и кривой УЭС(R_p) (по глинистым и плотным породам). По итогам нормировки неколлекторы разделяются на флюидоупоры и ЛФ. Далее при условии, что залежь УВ существует, выполняется количественная оценка ее параметров - общая продуктивная толщина, эффективная нефтегазонасыщенная толщина, коэффициент пористости, коэффициент нефтегазонасыщенности и положение контактов.

Следующий шаг – по данным сейсморазведки, в отличие от стандартных структурных построений по целевым отражающим горизонтам (кровля рифа, кровля или подошва отражающего горизонта по стратиграфической принадлежности отложений) отдельно картируются элементы природных резервуаров – кровля коллектора и подошва истинного флюидоупора, экранирующего этот коллектор. Далее строятся детальные модели природных резервуаров. Изменение динамических свойств сейсмического поля, обусловленное литофациальными свойствами пород, позволяет определять границы распространения флюидоупоров, их непрерывность и поведение внутри резервуара. Полученная информация является основой для картирования ловушек, внутри которых прогнозируется открытие залежей УВ или детализации строения уже существующих на открытых месторождениях.

Третий этап – количественный прогноз параметров прогнозируемых залежей УВ. Для этого строятся прогнозные карты фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пласта и карты общих и эффективных нефтегазонасыщенных толщин. Карты, построенные с минимальными погрешностями, позволяют специалистам определять оптимальное местоположение скважин в наилучших коллекторах с максимальными эффективными толщинами, минимизируя тем самым риски бурения.

Стандартный алгоритм построения карт описан во многих учебных пособиях, и реализован в многочисленных программных средствах. Входными данными являются результаты интерпретации ГИС, исследований отобранного керна, испытаний и опробований пластов на продуктивность. В межскважинном пространстве положение коллектора, распределение ФЕС и толщины пласта осуществляется по данным сейсморазведки.

В рамках представляемой методики для прогноза свойств коллекторов в рекомендуемой к бурению скважине строятся диаграммы-зависимости параметров коллекторов от общей толщины пласта ($h_{эф}$ от H , $K_p \cdot h_{эф}$ от H) в уже пробуренных скважинах.

При построении используются следующие результаты интерпретации материалов геофизических исследований скважин: эффективная нефтегазонасыщенная толщина ($h_{эф}$), сумма произведений значений пористости на значения эффективных нефтегазонасыщенных толщин ($K_p \cdot h_{эф}$), общая толщина пласта (H) - от отметки контура ВНК/ГВК до отметки кровли коллектора.

По точечным диаграммам параметров коллекторов от общих толщин подбираются уравнения кривых тренда, которые дают максимальные величины достоверной аппроксимации (R2). Исходя из значения исходного параметра Н (ось абсцисс) для новой скважины, по этому уравнению рассчитывается значение искомого параметра (ось ординат).

На графиках точка рекомендуемой скважины будет занимать наивысшее положение. Именно это значение используется при построении карт эффективных нефтегазонасыщенных толщин, фильтрационно-емкостных свойств пласта и определения координат точки бурения скважины. [2].

После получения детальных моделей природных резервуаров и прогнозных карт эффективных нефтегазонасыщенных толщин и фильтрационно-емкостных свойств пласта производится оценка или переоценка запасов и ресурсов продуктивных и прогнозируемых залежей, выполняется системный анализ рисков поисков, разведки и освоения выделенных объектов, составляется дерево принятия решений по ГРП для определенного участка работ.

Возможности выделения и картирования природных резервуаров на основе комплексной интерпретации данных ГИС и сейсморазведки представлены на рисунке 1.

Результаты работ на разных полигонах Тимано-Печорской и Волго-Уральской НГП, особенности геологического строения и нефтегазоносности карбонатных и терригенных природных резервуаров позволили определить и научно обосновать критерии выделения нефтегазоперспективных ловушек и прогноза высокодебитных залежей УВ по данным комплексной интерпретации промысловой геофизики и сейсморазведки.

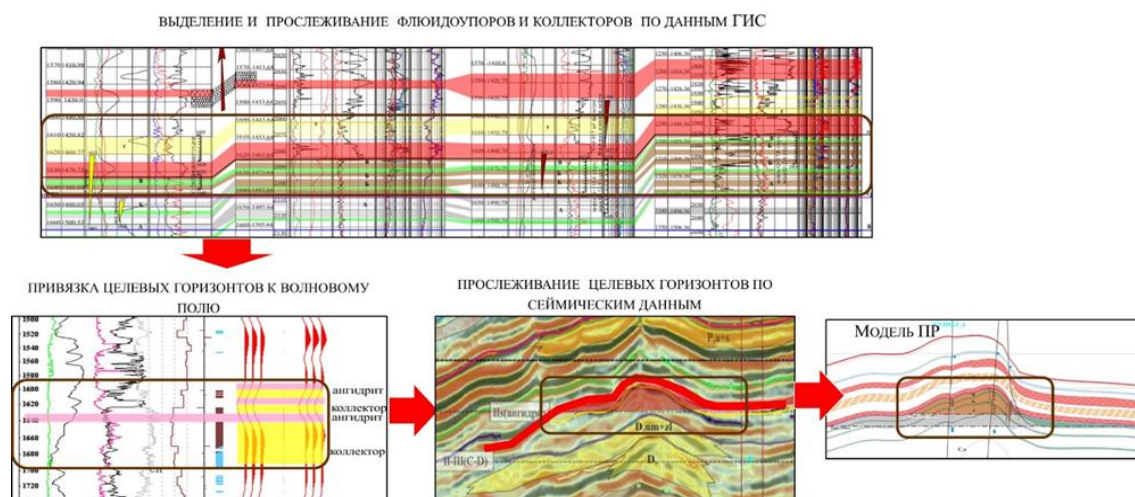


Рисунок 1 - О возможностях выделения и картирования коллекторов и флюидоупоров по материалам комплексной интерпретации данных ГИС и сейсморазведки.

Хоседаю-Неруюское месторождение нефти
(Колоколова И.В.)

Критерий 1. Наличие надежных флюидоупоров, особенно локальных, обеспечивает повышенное количество нефтегазоперспективных ловушек внутри разновозрастных природных резервуаров.

Практика показала, что природные резервуары имеют достаточно сложное внутреннее строение. Установлено, что залежи могут контролироваться зональными и локальными флюидоупорами. Часто один массив может содержать несколько залежей (Рисунок 2). Соответственно, особую значимость для прогноза нефтегазоперспективных ловушек, связанных, особенно, с рифогенными телами, приобретает выявление и прослеживание локальных флюидоупоров. Следует отметить, что открытие высокодебитных залежей нефти и газа можно прогнозировать в резервуарах, где экранирующий пласт залегает непосредственно над коллектором.

Критерий 2. Интенсивность амплитуды (контрастность аномалий) отражающей сейсмической волны как эффективный инструмент детализации морфологии ловушки и прогноза коллекторских свойств.

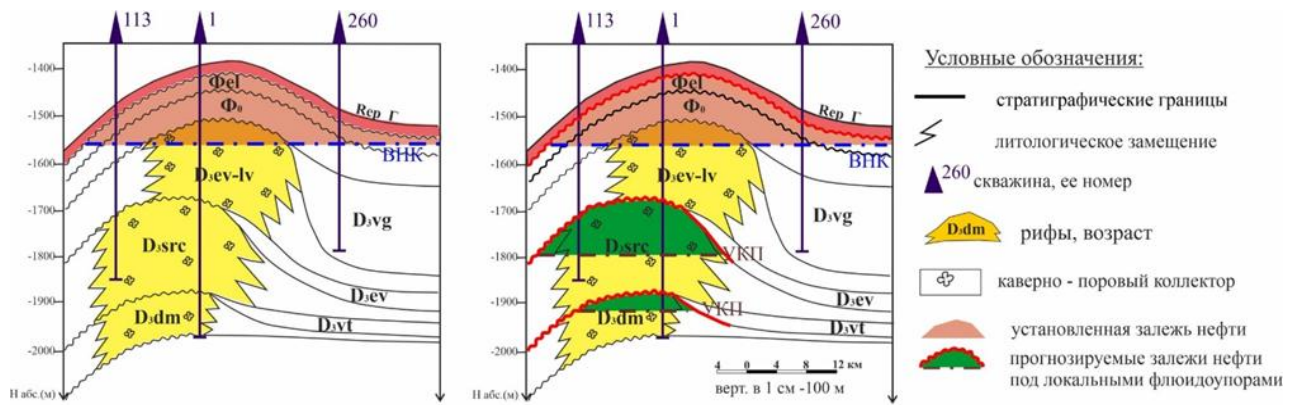


Рисунок 2 – **Критерий 1.** Существующая модель доманиково - турнейских рифогенных ПР Южно – Терехевейского месторождения нефти по данным ТП НИЦ и новая (гипотетическая) модель при условии наличия локальных флюидоупоров (с использованием материалов ТП НИЦ)

Форма, размер прогнозируемых залежей УВ в карбонатных постройках по латерали и вертикали могут быть определены по горизонтальным сечениям кубов сейсмических данных МОГТ-3D анализом интенсивности отраженной волны (контрастные аномалии), которые, как правило, отождествляются с изменением литологического состава и коллекторских свойств пород («содержание в форме») (Рисунок 3).

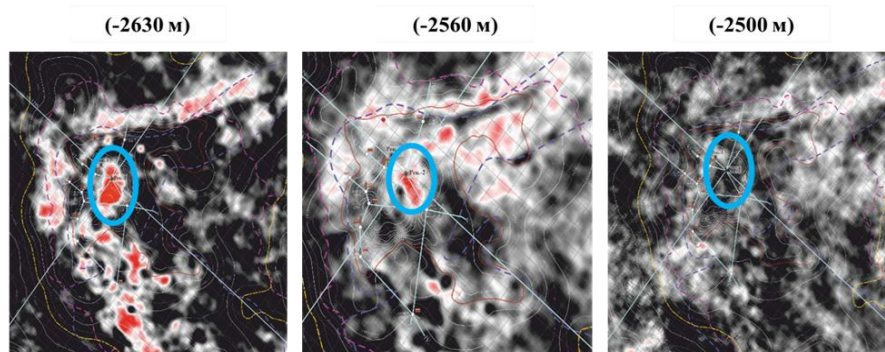


Рисунок 3 - **Критерий 2.** Пример выделения аномалии типа "риф" на глубинном разрезе и по горизонтальным слайсам. Куб амплитуд. Северо – Муеркамьльское месторождение (Колоколова И.В.)

Критерий 3. Новый способ количественного прогноза подсчетных параметров залежей углеводородов в зависимости от мощности продуктивной части пласта, позволяющий при упрощении расчетов повысить геологическую эффективность картирования эффективных нефтегазонасыщенных толщин (нэф) и фильтрационно-емкостных свойств коллекторов (Кп·нэф).

Максимальные значения коэффициентов пористости (Кп) и эффективных нефтегазонасыщенных толщин (Нэф) пластов-коллекторов в экранлируемом объеме – признак высокодебитных залежей УВ. Значения параметров залежи нэф, Кп·нэф, определяемые по результатам интерпретации данных ГИС и их корреляционные связи от общей продуктивной толщины пласта являются ключом к построению прогнозных карт эффективных нефтегазонасыщенных толщин и высокоемких коллекторов и их количественному прогнозу. Эти карты позволяют в дальнейшем размещать скважины непосредственно в максимумы значений, повышая эффективность бурения (Рисунок 4) [3].

Предложенные в статье методические подходы и новые критерии могут стать полезными в практике геологоразведочных работ за счет снижения количества бурения непродуктивных и малодебитных скважин. Их применение позволит:

1. картировать геофизическими методами новые объекты под ранее не выделявшимися локальными внутририфовыми флюидоупорами;
2. определять максимумы эффективных нефтегазонасыщенных толщин в пределах закартированных ловушек;

3. повысить точность оценки ресурсов и запасов прогнозируемых и обнаруженных залежей УВ;
4. численно оценивать риски геологоразведочных работ, определять площади и виды геофизических методов, обосновывать новые точки и глубины бурения скважин;
5. принимать решения о продолжении бурения по результатам первой скважины или о выводе структур из бурения.

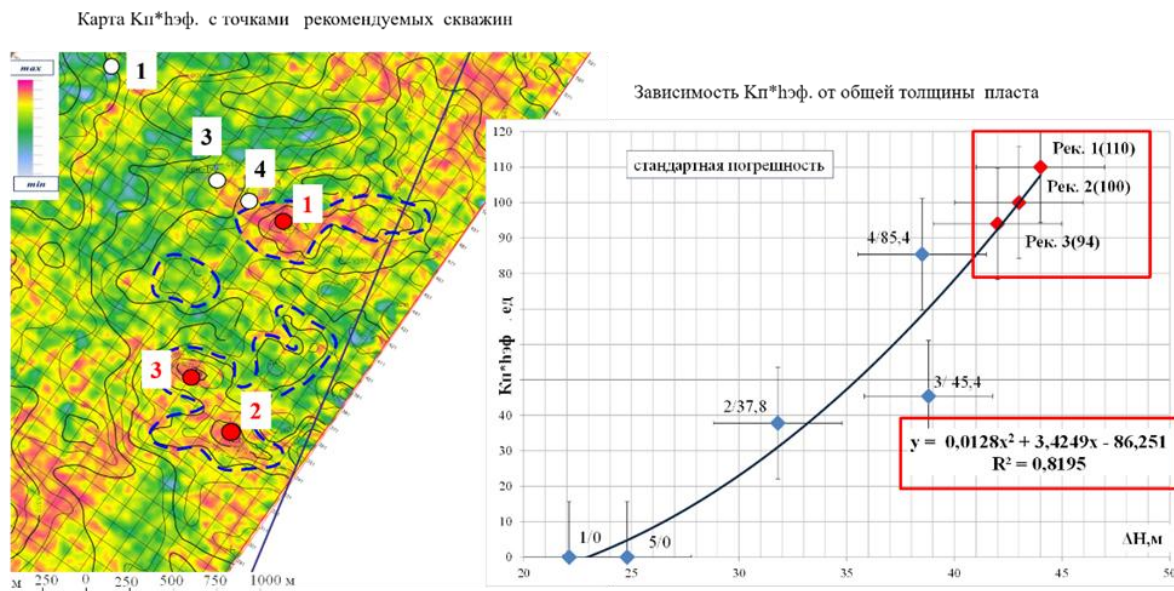


Рисунок 4 - Критерий 3. Пример количественного прогноза ФЕС коллектора.
Пласт Ф5 (D3ур). Ермоловская площадь (Колоколова И.В.)

Применение комплекса критериев и предложенных в статье принципов внутрирезервуарного моделирования в комплексе могут стать основой для прогноза нефтегазоносности на любом этапе геологоразведочного процесса в пределах в разных нефтегазоносных регионах страны.

Эффективность применения предложенного в работе комплекса критериев доказана на Северо-Хоседаюском месторождении (Рисунок 5), где была пробурена скважина, и получен продукт в ньюмылгско-зеленецких рифогенных отложениях верхнего девона, на Северо-Мукеркамьльском месторождении (Рисунок 6) [4] и ряде других площадей Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции.

Библиографический список:

1. Прогноз нефтеносности высокодебитных верхнедевонских рифовых резервуаров на основе выделения флюидоупоров по данным ГИС и сейсморазведки (Верхний девон. Тимано-Печорская НПП). /И.В. Колоколова, И.Н. Коновалова // «Геология и минеральные ресурсы Европейского северо-востока России» сб. материалов XVII Геологического съезда Республики Коми. – Сыктывкар: Инст. Геологии Коми НЦ УрО РАН, 2019. – Т. III. – С. 135.
2. Прогноз эффективных нефтегазонасыщенных толщин в карбонатных отложениях на основе новых подходов к картированию природных резервуаров/ И.В. Колоколова, Е.М. Данилова, М.Н. Попова // «О новой парадигме развития нефтегазовой геологии» сб. материалов к конференции. - Казань, 2020. – с.126-128.
3. Прогноз эффективных нефтенасыщенных толщин по данным геофизических исследований скважин и сейсморазведки в рифовых природных резервуарах верхнего девона. / И.В. Колоколова // «Геология рифов». сб. материалов к международной конференции. – Сыктывкар: ИГ Коми НЦ УрО РАН, 2020. – с. 65-67.
4. Особенности геологического строения и новые направления поисков залежей нефти в Цильегорской депрессии. / И.В. Колоколова, В.Б. Ростовщиков // сб. материалов XVI Геологического съезда Республики Коми. – Сыктывкар: Инст. Геологии Коми НЦ УрО РАН, 2014. – Т. III. – с. 43-46.

Основные особенности проведения и интерпретации исследований паронагнетательных скважин Ярегского месторождения

Саврей Д.Ю.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Добыча высоковязкой нефти с каждым годом уменьшается, однако основная доля в общем объеме запасов не снижается. Мировые ресурсы тяжелых нефтей в значительной степени превышают запасы легких углеводородов. Высоковязкие нефти характеризуются высоким содержанием высокомолекулярных соединений (смолы, парафины, асфальтены). Добыча такого сырья стандартными методами разработки без применения иных технологий добычи является не возможным, поскольку значительное значение вязкости нефти не позволяет вытеснить её из поровых структур коллектора. Добыча такой нефти увеличивает её себестоимость, как при разработке, так и приводит к невозможности транспортировке по существующим технологиям легкой нефти, а также вносит значительные изменения в процессе нефтепереработки углеводородного сырья. Паротепловой метод воздействия на месторождения высоковязких нефтей и битумов является самым распространенным на сегодняшний день методом увеличения добычи высокомолекулярных углеводородов в нефтяном коллекторе.

Ярким примером месторождения высоковязких нефтей и битумов является Ярегское месторождение, которое расположено в Республики Коми. На данном месторождении применены передовые технологии добычи трудноизвлекаемого углеводородного сырья паротепловым воздействием по технологии разнонаправленного SAGD, а также метод шахтной разработки в совокупности с закачкой пара через вертикальные скважины с поверхности. При воздействии температуры вязкость Ярегской нефти снижается по экспоненциальной зависимости от 10-12 Па·с при пластовых условиях до 80-100 мПа·с при температуре 70 °С и ниже, в зависимости от температурных условий [1].

Разработка шахтным способом Ярегской площади, тектонические нарушения и фильтрационные особенности коллектора диктуют особые требования темпов закачки теплоносителя и его параметров. При разработке шахтным способом существует вероятность прорывов пара к галерее наклонно-направленных добывающих скважин, а также существует и значительная вероятность прорыва теплоносителя непосредственно в горной выработке. Высокая температура и значительные темпы закачки теплоносителя естественно увеличивают охват воздействия и эффективность прогрева пласта, однако существует ряд технологических проблем, которые могут возникнуть при таких режимах работы паронагнетательных скважин. Ввиду данных причин необходима оценка параметров теплоносителя и приёмистость паронагнетательных скважин при реализации паротеплового воздействия. Для контроля над работой паронагнетательных скважин проводятся геофизические исследования, как при закачке теплоносителя, так и после их остановки.

Существует ряд выполняемых задач при исследовании паронагнетательной скважины в процессе закачки теплоносителя в нефтяной пласт, таких как:

- оценка давления и температуры по стволу скважины;
- оценка приёмистости теплоносителя в продуктивный пласт;
- оценка герметичности скважинного оборудования (НКТ, термопакер);
- оценка параметров теплоносителя (степени сухости пара, удельной энтальпии).

Для решения выше представленных задач при проведении геофизических исследований паронагнетательных скважин необходимо наличие измерительного оборудования для работы в высокотемпературных условиях, что на текущем моменте уже является сложной задачей. На сегодняшний день на рынке измерительных приборов не так много предложений при работе в условиях высоких температурах свыше 150 °С, так как такого рода исследования являются мало востребованными на рынке и не типичными в области нефтедобычи. Более того, такая измерительная аппаратура при высоких температурных условиях работает лишь определенное время, после чего существует высокий риск сгорания контрольной платы или отказ измерительных датчиков после проведения исследования.

Процедура проведения исследования паронагнетательной скважины в процессе состоит в следующем: проведение шаблонирования и определение текущего забоя скважины; спуск прибора до глубины текущего забоя скважины; осуществление спуско-подъёмных операций в интервале перфорации и фильтра; осуществление спуско-подъёмных операций в НКТ для определения общей приёмности скважины; остановка закачки скважины и спуск прибора в остановленной скважине. В качестве примера рассмотрим исследование скважины № 3023 Ярегского месторождения, схема конструкции которой представлена на рисунке 1. Также на рисунке 1 представлен процесс проведения ГИС.

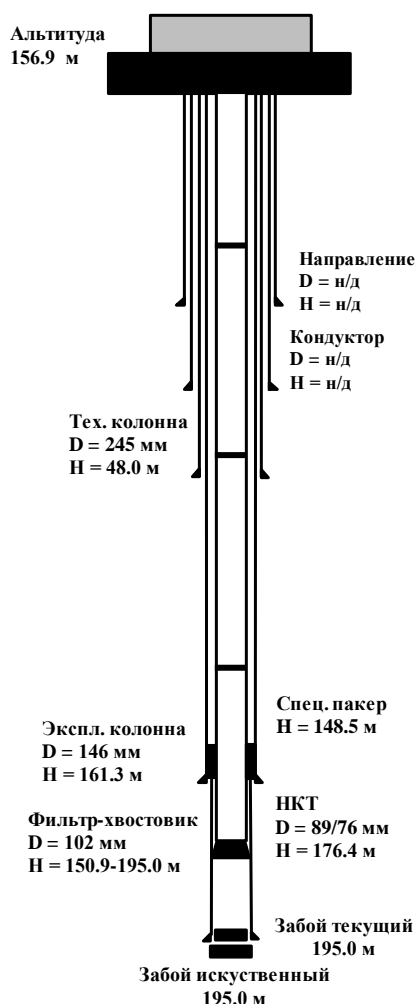


Рисунок 1 – Схема конструкции скважины и процесс проведения ГИС

Одним из самых термостойких приборов используемых для исследования паронагнетательных скважин является зарубежный геофизический прибор PPS71. Данный прибор, несмотря на его преимущества в работе высоких температур, имеет высокую цену и на сегодняшний день, к сожалению, не имеет российских аналогов. Геотермальный прибор PPS71 предназначен для работы в условиях аномально высоких скважинных температур. Надежная электроника в сочетании с термостойким вакуумным корпусом позволяют осуществлять работу при температуре до 350 °С в течение четырёх часов. Прибор измеряет давление, температуру и скорость вращения вертушки расходомера. Замеры величин давления производятся с помощью высокоточного силикон-сапфирового датчика, а температура измеряется с помощью датчика электрического сопротивления (RTD), который вынесен за корпус прибора и находится непосредственно в скважинной жидкости. Скорость потока пара измеряется с помощью механического расходомера. Прибор также имеет высокоточный локатор муфт, данные которого позволяют коррелировать записываемую информацию с глубиной скважины и локацией муфтовых соединений, а также прибор оснащён высокочувствительным сенсором гамма-излучения [2].

Исследование паронагнетательной скважины № 3023 проведено после шаблонирования скважины, в результате которого отмечается забой скважины на глубине 195,0 м. После шаблонирования происходит подготовка глубинного автономного прибора PPS71 к спуску (проверка всех резьбовых соединений, наличие уплотнительных колец и их смазка термостойкой пастой), а также запуск прибора и настройка записи данных. На рисунке 2 представлена схема спуско-подъёмных операций с глубиной и натяжением проволоки. Замечено, что при спуске и подъёме прибора отмечается рост натяжения проволоки в интервале глубин 152,0-176,0 м, что напрямую связано с наличием патрубков НКТ с меньшим диаметром. Данная конструкция используется, по всей видимости, для увеличения выходящего из НКТ потока теплоносителя, что в свою очередь, даёт большую вероятность воздействия на нижний участок интервала перфорации.



Рисунок 2 – Спуско-подъёмные операции с натяжением проволоки

На рисунке 3 представлено изменение давления и температуры при закачке теплоносителя. Видно, что при прохождении НКТ меньшего диаметра (патрубков) наблюдается резкое снижение давления и температуры. После выхода из НКТ давление нормализуется и выравнивается в фильтре скважины. Движение теплоносителя в патрубке НКТ меньшего диаметра увеличивает скорость потока, таким образом создается дроссельный эффект из-за изменения диаметра. Также стоит отметить, что прибор является естественным препятствием потоку теплоносителя в процессе исследования, что также, скорее всего, сказывается на замеренном давлении и температуре в трубах меньшего диаметра. Влияние на измеренные показатели оказывает и скорость движения прибора при выполнении исследования скважины. Снижение давления и температуры может быть вызвано герметичностью пакера, но данная динамика давления и температуры напрямую зависит от длины установленного пакера. То есть, чем больше установленный пакер, тем выше шанс зафиксировать дроссельный эффект в результате исследования при закачке теплоносителя. Динамика давления и температуры при исследовании паронагнетательных скважин необходима для оценки параметров теплоносителя, оценки плотности по стволу скважины, определения глубины конденсации пара или пароводяного контакта в скважине, а также косвенная оценка конструкции и состояния данного скважинного оборудования.

При исследовании паронагнетательных скважин особым измеряемым параметром является расходомерия. Механическая расходомерия предназначена для оценки приёма теплоносителя в перфорационные интервалы скважины при закачке теплоносителя. На рисунке 4 представлена динамика скорости вращения расходомера при спуске прибора в работающей паронагнетательной скважине, и после остановки закачки теплоносителя.

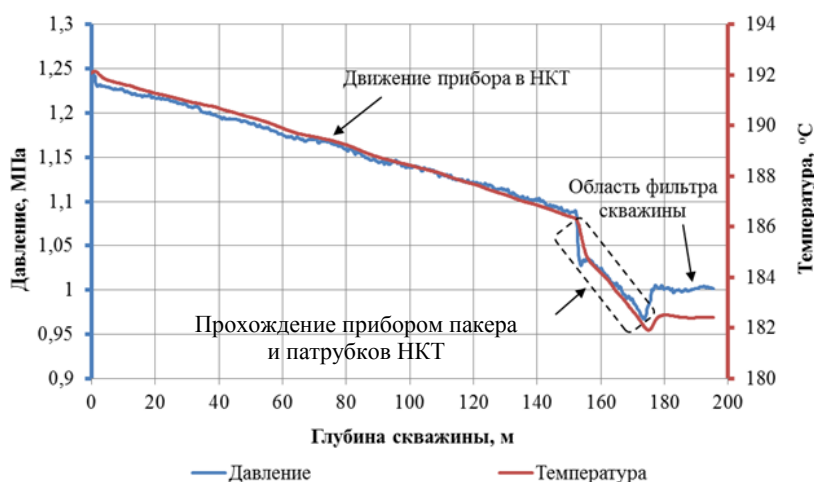


Рисунок 3 – Динамика давления и температуры при закачке теплоносителя по глубине паронагнетательной скважины

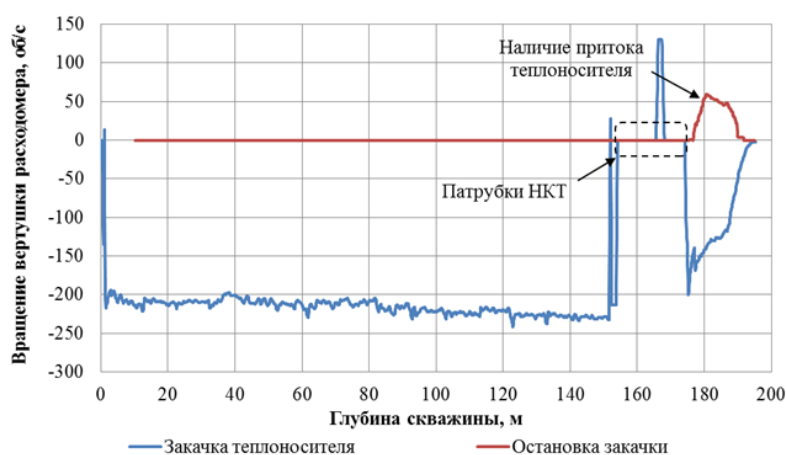


Рисунок 4 – Измеренная расходомерия при спуске прибора во время закачки теплоносителя и после остановки закачки

Исходя из зафиксированной скорости вращения вертушки, можно сделать вывод, о наличии явного притока теплоносителя после остановки закачки по всему интервалу фильтра из интервала перфорации скважины. Интервал перфорации скважины № 3023 Ярегского месторождения находится в интервале 160-195 м. В патрубке НКТ показания вертушки расходомера отсутствуют, по всей видимости, из-за порога чувствительно и высокой скорости потока теплоносителя. Интервал повышенных оборотов расходомера при исследовании остановленной скважины коррелирует с исследованием скважины в процессе закачки теплоносителя. Видно, что при закачке теплоносителя в интервале глубин 175-184 м скорость вращения вертушки падает незначительно из-за наличия притока теплоносителя в данном интервале. С глубины 184 м до забоя скважины происходит резкое снижение скорости вращения вертушки расходомера, вызванное приёмом теплоносителя в интервалы перфорации продуктивного пласта.

Несмотря на наличие притока теплоносителя и его влияние на кривую расходомерии при исследовании паронагнетательной скважины, происходит оценка интервалов приёмистости теплоносителя в интервале перфорации в программе Prime. Согласно полученным данным, было зафиксировано 3 интервала приёмистости теплоносителя с процентным содержанием: 11 %, 18 % и 71 %. В результате исследования и обработки кривых давления и расходомерии были получены параметры теплоносителя в интервале перфорации от принимающего к принимающему теплоноситель интервалу. Теплоноситель поступает в виде пароводяной смеси со степенью сухости пара равной 42,3 % и удельной энтальпией 1626,1 кДж/кг. Стоит отметить, что движение теплоносителя из пласта происходит преимущественно по кровле, и в идеальных условиях при отсутствии притока теплоносителя большая часть теплоносителя уходит сразу после выхода из воронки НКТ.

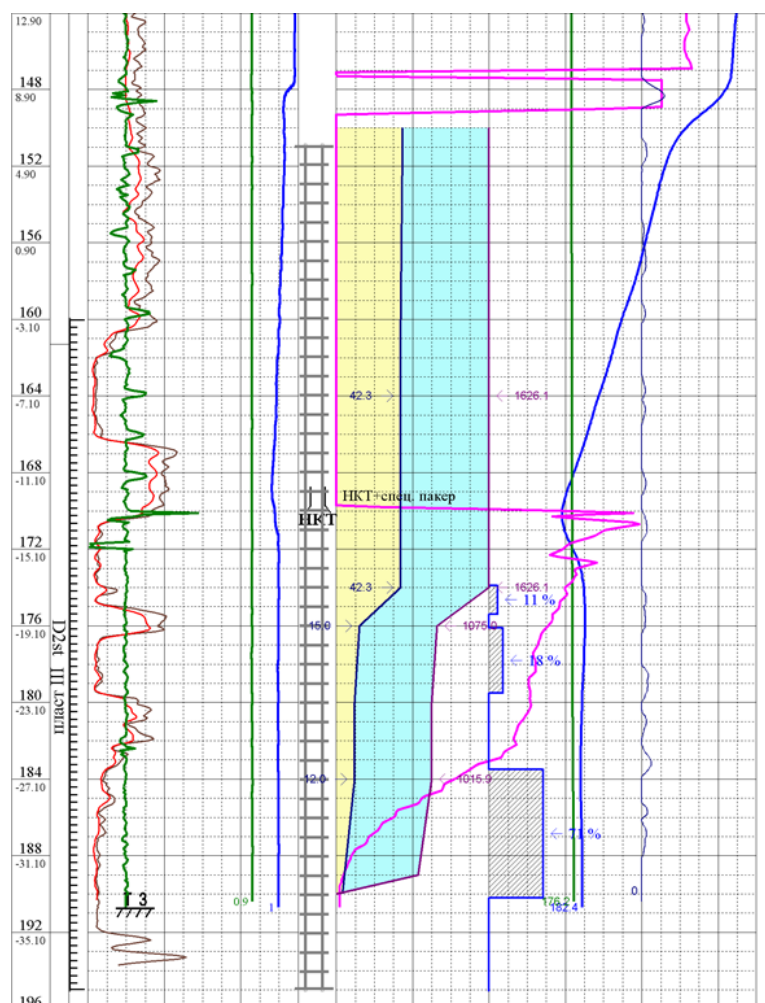


Рисунок 5 – Результаты интерпретации исследования паронагнетательной скважины № 3023 Ярегского месторождения

Интерпретация исследований паронагнетательных скважин является не типичной задачей интерпретации результатов ГИС. Протекающие в скважине термодинамические процессы усложняются влиянием тех или иных факторов на полученные результаты исследования. Прорывы теплоносителя уменьшают эффективность теплового воздействия на пласт, увеличивая паронефтяное отношение, что влечёт к снижению добычи нефти в целом, поэтому существует необходимость проведения периодических исследований и по возможности применение мероприятий по изоляции высокопроницаемых участков продуктивного пласта.

На сегодняшний день исследования паронагнетательных скважин являются не распространенными в нефтяной отрасли из-за небольших объёмов добычи высоковязкой нефти. Исследования паронагнетательных скважин при разработке месторождений высоковязких нефтей и битумов тепловыми методами являются ключевой задачей, потому что при отсутствии контроля над закачкой теплоносителя и оценки его приёмистости в продуктивный пласт повлекут существенные издержки добычи высоковязкой нефти и невыполнение проектных показателей.

Библиографический список:

1. Рузин, Л. М. Технологические принципы разработки залежей anomalно вязких нефтей и битумов [Текст] : монография / Л. М. Рузин, И. Ф. Чупров; под ред. Н. Д. Цхадая. – Ухта: УГТУ, 2007. – 244 с.
2. Геотермальные приборы PPS71 // Pioneer Petrotech Services Inc. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.pioneerps.com/Pdfs/PPS71-BRussian.pdf>, свободный. – Загл. с тит. экрана (дата обращения: 29.11.2021).

Обоснование объема водоизоляционного состава для блокирования техногенной трещины авто-ГРП

Сытник Ю.А., Раупов И.Р.

*Санкт-Петербургский горный университет, г. Санкт-Петербург***Аннотация**

В данной работе представлено обоснование объема состава для водоизоляции техногенной трещины авто-ГРП с помощью аналитической методики: итерационного метода оценки геометрических параметров трещины авто-ГРП.

Ключевые слова

Авто-ГРП, объем закачки, водоизоляционный состав, повышение нефтеотдачи пластов.

Введение

Большинство нефтяных месторождений находятся на завершающей стадии разработки и разрабатываются с системой поддержания пластового давления (ППД). Частным случаем такой эксплуатации являются прорывы воды по высокопроницаемым промытым каналам, и как следствие, возникает проблема низкого охвата продуктивного пласта, закачиваемым агентом. Для вовлечения неохваченной части залежи в разработку широко применяются физико-химические методы увеличения нефтеотдачи (МУН), а именно: закачка водоизолирующих составов, объем которых нужно оценить исходя из экономических, технических и технологических соображений.

Трещины авто-ГРП в данной работе рассматриваются как основной механизм преждевременного обводнения эксплуатационных скважин. Авто-ГРП – незапланированное увеличение проницаемости прискважинной зоны из-за раскрытия существующих трещин или образование новых при превышении давления закачки воды над пределом прочности пород. Особенность данных трещин состоит в том, что их геометрические параметры могут варьироваться в зависимости от изменения режима работы нагнетательных скважин (НС). Длина трещин авто-ГРП может составлять от десятков метров до нескольких километров, поэтому важным условием для выбора оптимального объема изолирующего состава является оценка геометрических размеров техногенных трещин авто-ГРП.

Предлагаем способ оценки объема состава на базе численного моделирования параметров трещины авто-ГРП.

Рассмотрим систему порового пласта-коллектора и трещину авто-ГРП как трещинно-поровый коллектор. В сравнении с поровым коллектором проницаемость в трещинно-поровом в гораздо большей степени связана с пластовым давлением. Горное давление уравнивается напряжениями в скелете породы и давлением жидкости в трещинах, то есть пластовым давлением. При режиме истощения пластовое давление уменьшается, а напряжение в породе возрастает, тем самым уменьшается раскрытость трещин, с ростом же давления раскрытость трещин, наоборот - увеличивается.

Обзор литературы

При исследовании авто-ГРП существуют две основных стратегии: промысловые методы регистрации и контроля и построение математической модели в специализированных программных продуктах.

Говоря о математическом моделировании, можно сказать, что практически все существующие модели трещины авто-ГРП основаны на первых моделях РKN (Perkins-Kern-Nordren) и KGD (Христиановича – Гиртсма де Клерка). Однако данные модели не описывают поведение трещины авто-ГРП в полном объеме.

На промысле часто применяют в совокупности гидродинамические методы исследования скважин (ГДИС) и геофизические методы. Главная роль в оценке параметров трещины принадлежит интерпретации ГДИС методом кривой падения давления (КПД) для НС [2]. Недостатком исследования скважины методом КПД является не способность описать работу скважины во время закачки воды в пласт из-за изменения геометрии трещины. Кроме

того, в [2] рассматривается и метод индикаторных диаграмм (ИД), с помощью которого можно спрогнозировать приемистость нагнетательной скважины. В статье [3] подробно рассмотрены промысловые исследования гидропрослушиванием скважин на Приобском месторождении, в ходе исследования была оценена полудлина трещины. В статье [1] отмечается, что не всегда промыслово-геофизические исследования могут быть однозначны в вопросе о том, какая часть закачиваемой воды уходит в нецелевые пласты из-за трещины авто-ГРП.

Таким образом, для оценки и прогноза технологических характеристик НС (приемистости НС, давления закачки водоизоляционного состава и т. д.) с трещиной авто-ГРП, необходимо сначала определить геометрические параметры трещины.

Методы исследования

Для оценки параметров геометрии трещины применялось численное моделирование с целью дальнейшего обоснования объема водоизоляционного состава.

Результаты

Выделим цилиндрическую область пласта вокруг скважины с трещиной авто-ГРП, такую которая охватывает всю длину трещины авто-ГРП (рис. 1).

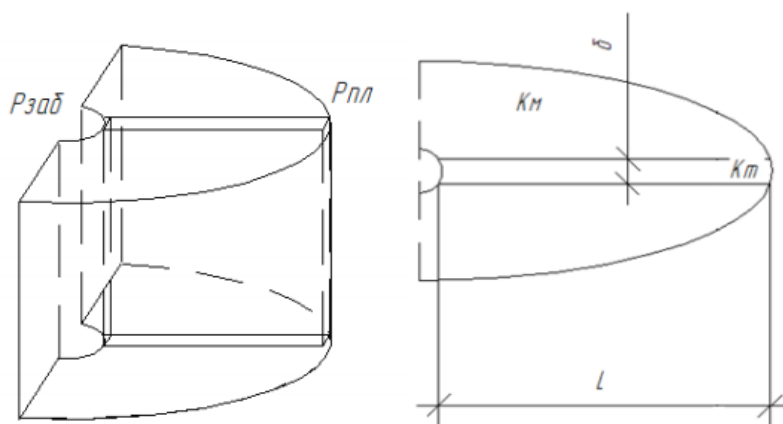


Рисунок 1 – Иллюстрация численной задачи

1) Введём следующие условия и обозначения:

Пусть трещина авто-ГРП имеет сечение прямоугольника в горизонтальном разрезе (рис. 1). Трещину характеризуют геометрические параметры: L – длина трещины, δ – раскрытость, h – высота трещины. Высота трещины принимается постоянной и равной эффективной мощности пласта.

2) Поровый пласт с техногенной трещиной – аналог трещинно-поровому коллектору, поэтому для трещины существует трещинная пористость m_t , а для матрицы породы – матричная m_{matr} . Матричная пористость – величина постоянная, а трещинная пористость – переменная величина и зависит от геометрии трещины. Трещинную пористость представим по определению как объём трещины V_t в единице объёма исследуемой породы V_0 и определим системой уравнений (1).

Объём трещины – произведение площади горизонтального сечения трещины (площади прямоугольника со сторонами δ и L) на её высоту h . Объём породы V_0 определяется как объём цилиндра.

3) Общая приёмистость Q обеспечивается средней проницаемостью k_{cp} при данной репрессии – величиной усреднённой между трещинной k_t и поровой (матричной) k_{matr} проницаемостями. Матричная проницаемость – величина постоянная, а трещинная проницаемость – величина переменная, зависящая от раскрытости и трещинной пористости. Площадь матрицы породы F_{matr} – площадь круга за вычетом площади трещины F_t . Давление в призабойной зоне соответствует $P_{заб}$, давление в каждой точке профильной плоскости трещины со стороны удалённой зоны пласта соответствует $P_{пл}$.

$$\begin{cases} m_{matr} = const, \\ m_t = \frac{V_t}{V_0}, \\ V_t = \delta L h, \\ V_0 = \frac{\pi R^2 h}{2}. \end{cases} \quad (1)$$

$$\begin{cases} k_{cp} = f(k_{matr}; k_t), \\ k_{cp} = \frac{2F_{matr} \cdot k_{matr}}{\pi R_k^2} + \frac{2F_t \cdot k_t}{\pi R_k^2}, \\ F_{matr} = \pi R_k^2 - F_t, \\ F_t = \delta L, \\ k_t = f(m_t; \delta), \\ Q = \frac{2\pi k_{cp} h \Delta P}{\mu \ln \frac{R_k}{r_c}}, \end{cases} \quad (2)$$

4) На данном этапе можно сказать, что задача сводится к определению таких δ и L , которые образуют трещинную проницаемость, при которой средняя проницаемость системы при репрессии ΔP обеспечивает расход жидкости Q .

Поставленная задача имеет множество решений для δ и L , так как обе величины – переменные, где для L справедливо $0 < L \leq x$. Подчеркнём, что x может быть как меньше R_k , так и больше. Кроме того, данная задача имеет одно частное решение для δ и L , при условии, что длина трещины равна радиусу контура питания.

Однако, заметим, что для обеспечения данной трещинной пористости существуют два сценария:

- $\delta \rightarrow max, L \rightarrow min$. Данный сценарий справедлив для пропантного ГРП, когда необходимо обеспечить максимально большую раскрытость для увеличения зоны обработки пласта.
- $\delta \rightarrow min, L \rightarrow max$. Данный сценарий справедлив для авто-ГРП. Длина трещин может достигать нескольких километров при минимальной раскрытости.

5) Решим данную задачу при условии, что длина трещины с учётом репрессии на пласт постоянна. Для начала проведём базовый расчёт для текущей репрессии на пласт, определим раскрытость, а затем определим δ_0 и k_{t0} для построения зависимостей раскрытости и трещинной проницаемости от забойного давления согласно формулам (3 - 4) [4]:

$$k_t = k_{t0} \cdot e^{-\alpha(P_0 - P)}, \quad (3)$$

$$\delta = \delta_0 [1 - \beta(P_0 - P)], \quad (4)$$

δ_0 – раскрытость трещин при давлении P_0 .

k_{t0} – максимальная проницаемость трещины, которой соответствует раскрытость δ_0 ;

P_0 – начальное пластовое давление;

β – комплексный параметр трещинной среды;

k_t – трещинная проницаемость при текущей репрессии на пласт;

α – коэффициент пересчёта.

С помощью метода последовательных итераций определяем значение δ , при которой осуществляется репрессия Q .

Оценим трещинную проницаемость по формуле Дарси-Буссинеска (5) [4]:

$$k_t = \frac{m_t \delta^2}{12}. \quad (5)$$

Трещинную пористость оценим из выражения (6):

$$m_t = \frac{2\delta Lh}{\pi R^2 h}. \quad (6)$$

Далее решим систему уравнений относительно параметра трещинности β (7) [4]:

$$\begin{cases} \delta = \delta_0 [1 - \beta(P_0 - P)], \\ \delta_0 = \frac{\beta_t l}{\beta}. \end{cases} \quad (7)$$

l – среднее расстояние между трещинами или средняя длина поровых блоков;
 β_t – упругая константа [4], которая определяется из выражения (8):

$$\beta_t = \frac{1 - 2\Theta}{E}. \quad (8)$$

Θ – коэффициент Пуассона;
 E – модуль Юнга.

На данном шаге оценим δ_0 по формуле (4), затем определим k_{t0} из формулы (3).

6) Решим данную задачу при условии, что длина трещины с учётом репрессии на пласт не постоянная величина. В данном случае необходимо перебрать значения длины и раскрытости для обеспечения данной приёмистости, руководствуясь условием: $\delta \rightarrow \min, L \rightarrow \max$.

7) Расчёт трещинной проницаемости, пористости и определение угловых коэффициентов определим как в предыдущем пункте. Определим длины трещин через трещинную пористость.

Для режима 1 справедливо равенство (9):

$$m_{t1} = \frac{\delta_1 Lh}{V_n}, \quad (9)$$

Тогда для режима 2 справедливо равенство (10):

$$m_{t2} = \frac{\delta_2 L_2 h}{V_n}, \quad (10)$$

Таким образом, длины для режима 1 и режима 2 соотносятся как (11):

$$\frac{L}{L_2} = \frac{m_{t1} \delta_2}{m_{t2} \delta_1}. \quad (11)$$

Аналогично повторим все необходимые шаги для определения параметров для оставшихся режимов.

Решая задачу в числах, представим результаты всех вычислений в графическом виде на рисунках 2-3.

Анализ и обсуждение результатов

1. Для общего решения справедлива длина трещины 3618,7 м и раскрытость 0,008 м при заданной приемистости (500 м³/сут). Объём изолирующей композиции составил 492,15 м³. Трещинная проницаемость данной трещины – 391,14 мкм².

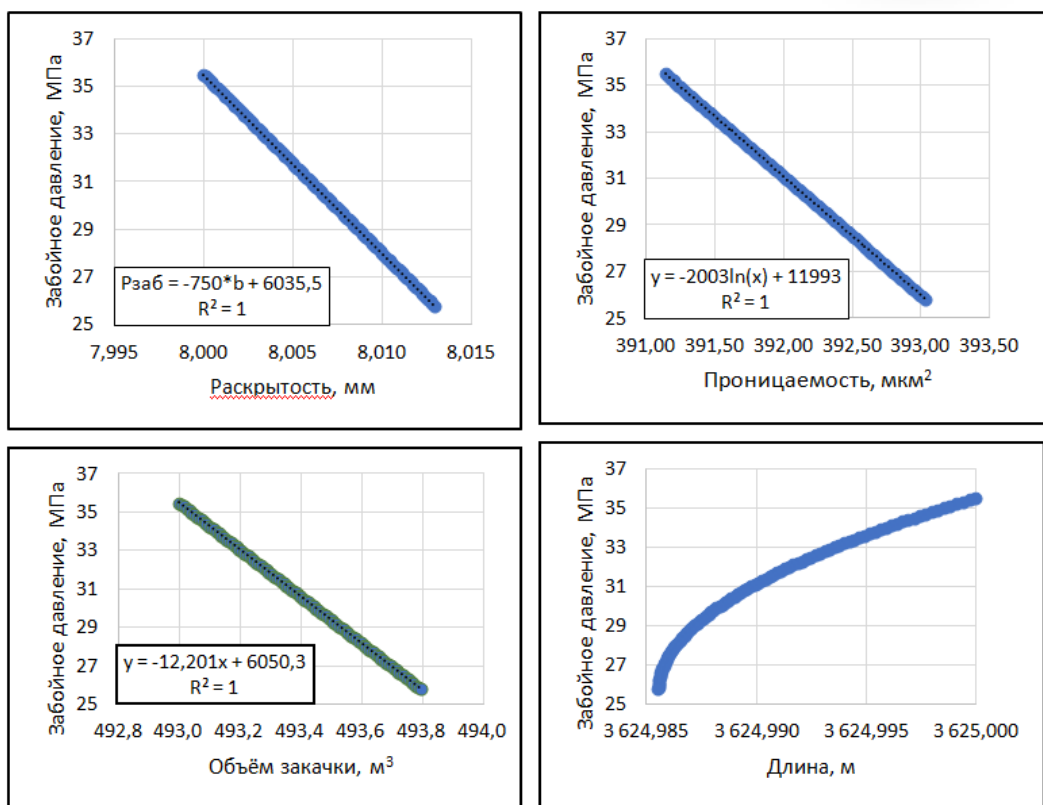


Рисунок 2 – Зависимости раскрытости, проницаемости, длины трещины и объема водоизоляционного состава от забойного давления при $L = var, \delta = var$

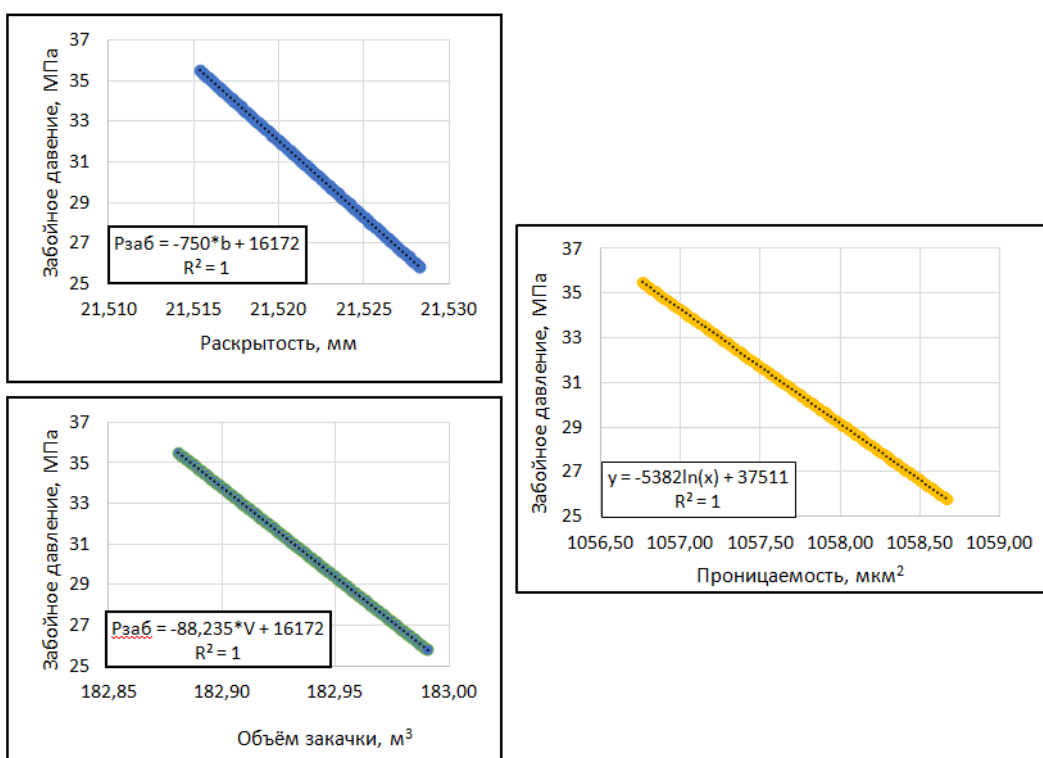


Рисунок 3 – Зависимости раскрытости, проницаемости трещины и объема водоизоляционного состава от забойного давления при $L = const = R_k, \delta = var$

Для частного случая при $L = R_k$, раскрытость составила 0,021 м, трещинная проницаемость составила величину на несколько порядков выше матричной – 1056 мкм², а объём изолирующего состава был оценён для данной приемистости (500 м³/сут) в 182,88 м³.

В целом, полученные значения объемов водоизоляционного состава являются допустимыми. Оценка технологической эффективности водоизоляции трещин авто-ГРП должна проводиться в дальнейшем с выявлением ряда критериев к потенциальным водоизоляционным составам. Данные критерии будут выдвинуты в последующих исследованиях.

2. Установлена следующая зависимость: с увеличением раскрытости –увеличивается трещинная проницаемость, что приводит к снижению забойного давления. При увеличении длины трещины, раскрытость уменьшается, то есть рост длины трещины сопровождается ростом забойного давления.

3. Оценим актуальность полученных зависимостей. В статье [5] представлена зависимость длины трещины авто-ГРП от забойного давления для скважины ХХ03 одного из объектов разработки нефтяного месторождения, расположенного в Западной Сибири. Анализируя результаты, полученные в данной работе и результаты в статье [5] можно сказать, что в целом имеется схожая тенденция на начальном участке забойных давлений, которые устремлены к пластовому давлению. Отметим, что в статье [5] исследуемый объект разработки нефтяного месторождения имеет схожие геолого-физические условия. Кроме того, необходимо отметить, что зависимость в работе [5] была построена согласно данным месячных эксплуатационных рапортов (МЭР) в программном комплексе «РН КИН», разработанного в ООО «РН-УфаНИПИнефть».

Заключение

На большинстве нефтяных месторождений, находящихся на поздней стадии разработки, применяется система ППД. Заводнение нефтяных коллекторов может происходить не эффективно по причине снижения охвата в полной мере целевой части залежи. Одним из основных механизмов преждевременного обводнения эксплуатационных скважин могут выступать техногенные трещины авто-ГРП, которые часто создают хорошую гидродинамическую связь между нагнетательной и добывающей системой скважин.

Таким образом, необходимо оптимизировать процесс заводнения нефтяных коллекторов с техногенными трещинами авто-ГРП. Один из потенциально эффективных методов является создание водоизоляционного экрана, блокирующего высокопроницаемые каналы. Предложен метод оценки объема состава, рассчитанного с применением численного моделирования параметров трещины авто-ГРП. В случае общего решения задачи определены длина трещины 3618,7 м и раскрытость 0,008 м при значении приемистости 500 м³/сут. Объем изолирующей композиции составил 492,15 м³. Установлено, что с увеличением раскрытости трещины, увеличивается трещинная проницаемость, что приводит к снижению забойного давления. При увеличении длины трещины, раскрытость уменьшается, тем самым рост длины трещины сопровождается ростом забойного давления.

Библиографический список

1. Аслаян А. М. Анализ межскважинного взаимодействия с помощью мультискважинной деконволюции для повышения эффективности системы поддержания пластового давления/ А. М. Аслаян, Д. Н. Гуляев, В. М. Кричевский [и др.] // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. – 2019. – № 3(13). – С. 56-61. – DOI 10.24887/2587-7399-2019-3-56-61.
2. Кричевский, В. М. Комплексная геомеханико-гидродинамическая модель описания работы скважины с трещиной авто-ГРП / В. М. Кричевский // Нефть. Газ. Новации. – 2020. – № 3(232). – С. 52-58.
3. Мальцев В. В. Исследование развития трещин автогрп на опытном участке Приобского месторождения с линейной системой разработки / В. В. Мальцев, Р. Н. Асмандияров, В. А. Байков [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 5. – С. 70-73.
4. Пономарева И.Н., Мордвинов В.А. Подземная гидромеханика: Учебное пособие. – Пермь, Перм. гос. техн. ун-т, 2009. – 103стр., ил.19.
5. Gilmudinov R.A. Analysis of impact of injection well capacity on self-induced hydraulic fracture development/V.L. Malyshev., A.R. Nurtdinov// Oil and Gas Fields Development. – 2019. Vol.17, no.4. – PP – 65-71. DOI: 10.17122/ngdelo-2019-4-65-71

Приуроченность некоторых полезных ископаемых определенным стратиграфическим уровням мелового периода и физико-географическим обстановкам гор Кульджуктау

Федоров Ю.А., Назаров Ж.А.

Государственное Унитарное Предприятие “Регионалгеология”, г. Ташкент

Анотация: Меловые отложения в горах Кульджуктау широко развиты. Они прерывистой полосой окаймляют выходы палеозоя в горах Кульджуктау. Они трансгрессивно со стратиграфическим и угловым несогласием залегают на породах палеозойского фундамента. В них установлены общие и местные стратиграфические подразделения, скоррелированные с международной и общей (Узбекистана) шкалами. Они содержат комплексы фораминифер, аммонитов, двустворчатых и брюхоногих моллюсков. Меловые отложения представлены разнофациальными, в основном прибрежно-морскими образованиями содержащий широкий комплекс полезных ископаемых.

Ключевые слова: Кульджуктау, Шурук, Джаманъяр, меловые отложения, двустворчатые моллюски, гастроподы, фораминиферы, разрез, шкала.

Xulosa: Kuldjukttau tog'larida bo'r yotqiziq'lari keng tarqalgan. Ular Kuljukttau tog'laridagi paleozoy davrining cho'qqilari bilan kesilgan. Ular transgressiv bo'lib, paleozoy er osti jinslari ustidagi stratigrafik va burchakli nomuvofiqlik bilan ajralib turadi. Ular xalqaro va umumiy (O'zbekiston) shkalalari bilan bog'liq bo'lgan umumiy va mahalliy stratigrafik bo'linmalar tuzadilar. Ularda foraminiferalar, ammonitlar, bivalves va gastropodlar komplekslari mavjud. Bo'r konlari turli xil fasiyalar bilan ifodalanadi, asosan minerallarning keng assortimentini o'z ichiga olgan qirg'oq-dengiz tuzilmalari.

Kalit so'zlar: Kuldjukttau, Shuruk, Jamanyar, Bo'r yotqiziq'lari, ikki pallali mollyuskalar, gastropodlar, foraminiferalar, kesma, tarozi

Abstract: Cretaceous deposits in the Kuldzhuktau mountains are widely developed. They border the Paleozoic outcrops in the Kuldzhuktau Mountains with an intermittent strip. They are transgressive with stratigraphic and angular disagreement on the rocks of the Paleozoic basement. They have general and local stratigraphic units correlated with the international and general (Uzbekistan) scales. They contain complexes of foraminifera, ammonites, bivalves and gastropods. The Cretaceous deposits are represented by multifacial, mainly coastal-marine formations containing a wide range of minerals.

Keywords: Kuldzhuktau, Shuruk, Jamanyar, Cretaceous deposits, bivalves, gastropods, foraminifera, section, scale.

В районе выделенные отложения аптского яруса (средний, верхний подъярус), альбского (нижний-средний, верхний подъярус), сеноманского (нижний-средний, верхний подъярус), туронского (нижний, средний подъярус), туронского (верхний подъярус), сантонского, компан-маастрихтского ярусов.

В среднем и позднем апте вокруг современных горных возвышенностей Ауминзатау и Кульджуктау распространялся мелководный прибрежный морской бассейн, где шло формирование песчаников с гастроподами *Paraglauconica dimorpha* Djal., тузкойской и глини калаатинской свит. Наиболее оптимальные условия для образования железосодержащих отложений наблюдались во время накопления калаатинской свиты, в районах западного (Тузкой) и южного (Джаманъярсай) склонов г. Кульджуктау. Эти образования представлены округлыми, округло-удлиненными линзовидно залегающими конкрециями и маломощными (0.1-0.2 м) пластообразными залежами ожелезненного песчаника. Прослой песчаников содержат ожелезненные ядра двустворчатых моллюсков (*Nucula pectinata sultanusica* Vinok., *Pterotrigonia aliformis* Park.) и аммонитов *Huracanthoplites ex gr. Jacobi* Coll., характерные для верхнего апта. На южном склоне Кульджуктау в разрезе Джаманъярсай горизонты с повышенным содержанием железа Fe_2O_3 занимают такое же стратиграфическое положение, что и в разрезах Тузкой. В глинах, содержащих ожелезненные песчаники определен комплекс фораминифер с *Verneuilina vinokurovae* Zhuk., характерный для позднего апта. Ожелезненные песчаники на контакте с палеозойскими породами содержат многочисленные двустворчатые моллюски *Linotrigonia gissarensis* Vinok. и др. позднеаптского возраста.

Ожелезненные конкреции наблюдаются в разрезе Шурук. В 5.0 м от палеозоя залегают темносерые глины, из которых определены аммониты *Hypacanthoplites sp.*, и множество окварцованных фораминифер с зональным видом *Verneuilina vinokurovae* Zhuk. позднего апта. В глинах наблюдается прослой сильно ожелезненного темнокоричневого, почти черного песчаника, с базальным железистым цементом с Fe_2O_3 - 40, 40% с мелкими ядрами и отпечатками двустворчатых моллюсков *Nucula pectinata sultanuisica* Vinok., *Corbula gaultina oblongata* Vinok., распространенные в позднем апте.

В районе Джаманьярса, Аякгужумли в ожелезненных глинистых прослоях наблюдается повышенная концентрация редкоземельных элементов, особенно иттербия.

На заболоченных участках калаатинской свиты, вдали от берега образовывались прослой, обогащенные углистым веществом, позднее превращенные в угли.

Ранний-средний альб (джаманьярская свита). В конце апта в результате тектонических движений и на протяжении около 1,5 млн. лет осадки верхнего апта размывались. Этот интервал в Кульджуктау выражен маломощным прослоем фосфоритовой галечкой с переотложенной фауной позднего апта. В раннем альбе в изучаемом районе произошла смена комплексов фораминифер, обусловленная изменением палеогеографических условий. Северная и юго-восточная части аптского мелководного бассейна в изучаемом районе превратились в равнины низменные прибрежно-морские, периодически заливаемые морем, с сохранением того же состава полезных ископаемых-железо, редкоземельные, и в большом количестве угли. Встречен фораминифер *Gaudrinopsis karaisensies* (Suleym), *Gaudrinopsis oblongus* (Zasp.).

В *позднем альбе* на равнине низменной заливаемой морем формировались песчаники узункудукской свиты, заметно обогащенные железом. Обогащение, вероятно происходило за счет палеозойских пород привноса временными потоками Fe_2O_3 . Особенно интенсивно ожелезнение проявилось в западном Ауминзатау-Огузкак (1). На прибрежном мелководье в это же время в районе Шурук накапливались редкоземельные элементы. В шурукское время часть равнины были заняты мелководным морем, в котором обитали гастроподы *Nerineoptyxis amudariensis* Pchel., двустворчатые моллюски: *Megatrigonia khorasmensis* Beljak., *Cucullaea ex gr. crassa* Burk. в районах Огузкак (1), Джаманьярса (2) продолжалась концентрация железистого материала, образовались ожелезненные конкреции. В районе Шурук (4) концентрировались редкоземельные элементы на прибрежном мелководье.

В *раннем-среднем сеномане* (донгузтауская свита) в районе Западного Ауминзатау в литоральной зоне прибрежно-морской равнины происходило интенсивное ожелезнение, образовались многочисленные железистые конкреции. В этой среде обитали малочисленные двустворчатые моллюски *Amphidonte lubrica* Vinok., *Korobkovitrigonia ferganensis* (Ark.).

На равнине, окаймляющей южные и юго-западные предгорья гор Кульджуктау существовала подводная дельта, в нее речные потоки сносили с палеозойских возвышенностей грубообломочный материал (песчаники, конгломераты) обогащенные золотом.

В *позднем сеномане*, изучаемая территория представлена собой равнину низменную прибрежно-морскую, периодически заливаемую морем, в центральной и северной части, которой находились палеозойские возвышенности. С этих поднятий сносился на равнину грубообломочный материал, (учкудукская свита), обогащенный золотом (район Аджибугут, Джаманьярсай), здесь же происходило накопление урана.

Начавшаяся в *позднем сеномане* глобальная трансгрессия достигла изучаемую территорию в раннем туроне, вся территория была покрыта морем, где отлагались глины, песчаники, алевролиты с прослоями гравелитов. Глины содержат многочисленные бентосные фораминиферы с зональным видом раннего турона *Gaudryinopsis akrabatensis* (Zhuk.), и двустворчатые моллюски *Inoceramus labiatus* Schloth. (джейрантуйская свита). Море проникло в зоны слабо всхолмленных равнин, разобшив горные возвышенности. На этих участках зафиксированы скопления редкоземельных элементов и ожелезненные конкреции песчаников.

В *среднем туроне* в результате эвстатических колебаний океана морской бассейн обмелел, и большая часть исследуемой территории превратилась в равнину низменную прибрежно морскую, периодически заливаемую морем, где отлагались пески, песчаники, алевролиты, содержащие бентосные фораминиферы и устрицы, характерные для среднего турона (кендыктюбинская свита), среда бкла благоприятной для накопления урановой

минерализации (Аленды Каракатинская котловина). На некоторых участках в песчаниках свиты концентрировались редкоземельные элементы. (Каракатинская котловина).

В *позднем туроне – сантоне* в южной и западной частях изучаемой территории преобладает прибрежное мелководье, где отлагались глины, песчаники, пески с морской фауной (лаулауская свита). По дну водного бассейна ползали тригонии, прирастали к песчаному грунту аномии, пектены; свободно передвигались бентосные фораминиферы, заплывали аммониты. Железистые соединения, приносимые водными потоками, частично или полностью замещали остатки биоты и участвовали в образовании конкреций. К востоку от Кульджуктау формировались равнины низменные прибрежно-морские, периодически заливаемые морем (кынырская свита).

На некоторых участках (Каракатинская котловина) существовали протоки, в которых водились акулы, динозавры, по берегам произрастали деревья. Песчано-гравийный материал был благоприятной средой для концентрации редкоземельных элементов и урановых руд пластово-инфильтрационного генезиса. В верхней части кынырской свиты среди пестроокрашенных песков и алевролитов встречены линзы ожелезненного песчаника черного цвета с содержанием Fe_2O_3 - 12,33-31,14%. К востоку от Кульджуктау на участке Темирташ-Кампырсай на равнине в кынырской свите отлагались пески, песчаники с линзами и прослоями ожелезненных песчаников, с пустотелами конкрециями, обломками ожелезненных древесин, костей позвоночных. В устье Кампырсая среди пестроокрашенных оранжево-красных песков наблюдается выход железистых песчаников, по простиранию 120,0 м, по падению около 50,0 м, мощность 2,0 м. Песчаники образуют трубоподобные морфологические формы, типа футляров, захороненных на “корню” стволов деревьев с содержанием Fe_2O_3 -до 40%.

В *кампанском и маастрихтском* веках мелководный морской бассейн занял пространство вокруг современных горных сооружений Куьджуктау, и в Каракатинской котловине. В бассейне шло накопление разнообразных осадочных комплексов: пески, песчаники, глины, песчаники известковистые с рудистами, песчаники устричные с гравием каракатинской свиты. На песчано-илистом дне обитали и размножались крупные бентосные фораминиферы, двустворчатые моллюски, иноцерамы, хламисы, кардиумы, а также многочисленные устрицы-лиостреи. В определенные моменты маастрихтского века воды были насыщены железистыми минералами, шло образование разных размеров железистых конкреций (Аджибугут, Джаманъярсай, Балакарак). На литорали, вдоль побережья в основном, накапливались песчаники известковистые, в которых обитали многочисленные теплолюбивые организмы-крупные толстостенные рудисты родов: *Biradiolites*, *Praeradiolites Orbignyana*. В Каракатинской котловине в глинисто-песчаных осадках осаждались редкоземельные элементы.

Меловые отложения на исследуемой площади были опробованы и проведены лабораторно-аналитические исследования (исполнитель Панченко А.Е. ГУП «Регионалгеология») на 61 химический элемент в количестве 227 проб, составлена база данных.

В результате на площади в отложениях джейрантуйской ($K_2t_1dž$), джаманъярской ($K_1a_{1+2}dz$), узункудукской (K_1a_{3uz}), калаатинской (K_1a_3kl), тузкойской (K_1a_{2-3tz}), шурукской ($K_1a_{3šr}$), лаулауской ($K_2t_3-st ll$), каракатинской ($K_2km-mkr$), кынырской (K_2t_3-stkn) и кендыктюбинской (K_2t_2kn), учкудукской (K_2s_3uic) свит, установлены повышенные содержания химических элементов: Li, Cu (до 7700,0 г/т), Zn (до 1100,0 г/т), As (до 600,3 г/т), Se (до 221,3 г/т), Y (до 572,0 г/т), Mo (до 240,0 г/т), Ag (до 2,8 г/т), Cd (до 5,5 г/т), Sn (до 28,2 г/т), Sb (до 43,0 г/т), Cs (до 42,0 г/т), РЗЭ в единичных пробах, Au (~0,2 г/т), Bi (до 4,8 г/т), U (до 88,0 г/т).

Большая часть отобранных проб характеризуются незначительно повышенными концентрациями иттербия (от 0,9 до 2,8г/т), половина из которых носит субаномальный характер. Наблюдается определенная закономерность, связанная с увеличением средних содержаний урана (U), эрбия (Er), иттрия (Y), меди (Cu), мышьяка (As) и других элементов от молодых палеогеновых отложений нуринской свиты, к более древним меловым отложениям тузкойской свиты. Отмечается некоторый всплеск средних содержаний РЗЭ элементов иттриевой группы (Dy, Er, Tm, Yb) в отложениях джаманъярской, кендыктюбинской, лаулауской свит (рис. № 1). Практически все пробы, в той или иной мере, характеризуются повышенными концентрациями сурьмы (Sb), висмута (Bi), мышьяка (As), молибдена (Mo), серебра (Ag), теллура (Te), селена (Se), реже меди (Cu). (рис. 1, 2)

В пробе (25 б), отобранной по линии стратиграфического разреза ЛСР-VIII (Алашбай) наблюдается повышенное содержание РЗЭ (Lu, Ce, Pr, Nd, Sm, Eu, Dy, Ho, Er, Tm, Yb, Lu). Золото в двух пробах, отобранных из отложений кендыктыюбинской и лаулауской свит, также имеет повышенные концентрации, достигающие ~0,2 г/т. В остальных пробах золото имеет значения ниже порога чувствительности анализа.

Исходя из изложенного следует, что меловые отложения изученной площади в отдельных пробах характеризуются повышенными концентрациями некоторых химических элементов.

№п/п	Наименование свиты	Индекс	Кол-во проб	Sn	Cu	Zn	Mo	As	Se	Au *	Ag
1	Нуринская свита	P ₂ ¹ nr	1	1,3	9,6	35,9	2,1	21,1	2,5		0,3
2	Каракатинская свита	K ₂ km-m kr	24	1,1	101,4	31,2	4,4	42,1	3,8		0,2
3	Лаулауская свита	K ₂ t ₃ -st ll	34	1,1	38,8	50,9	4,7	60,1	2,7	0,1	0,2
4	Кынырская свита	K ₂ t ₃ -st kn	15	1,9	32,5	61,1	2,6	95,4	8,6		0,4
5	Кендыктыюбинская свита	K ₂ t ₂ kn	35	1,6	61,3	51,7	3,6	50,2	3,6	0,1	0,2
6	Джейрантуйская свита	K ₂ t ₁ dž	25	1,89	48,9	81,34	4,36	74,68	23,14		0,31
7	Учкудукская свита	K ₂ s ₃ uč	4	2,5	42,8	57,2	1,7	230,9	2,8		0,4
8	Шурукская свита	K ₁ a ₃ šr	4	4,2	198,1	298,0	14,1	63,8	4,0		0,3
9	Узункудукская свита	K ₁ a ₃ uz	9	10,7	460,3	154,0	3,4	77,3	2,7		0,3
10	Джаманьярская свита	K ₁ a ₁₊₂ dz	42	2,5	134,1	65,7	10,3	36,3	4,1		0,6
11	Калаатинская свита	K ₁ a ₃ kl	30	2,52	92,5	82,95	11,46	45,15	4,03		0,38
12	Тузкойская свита	K ₁ a ₂₋₃ tz	4	0,7	190,0	79,3	11,9	25,3	6,0		0,2

Рисунок 1 - Средние содержания химических элементов в меловых отложениях по результатам ИСП-масспектрометрического анализа

№п/п	Наименование свиты	Индекс	Кол-во проб	Y	Nd	Sm	Gd	Dy	Ho	Er	Tm	Yb	Lu	U
1	Нуринская свита	P ₂ ¹ nr	1	7,1	13,9	2,4	2,3	1,7	0,4	1,0	0,1	0,9	0,1	1,6
2	Каракатинская свита	K ₂ km-m kr	24	13,9	13,8	2,9	2,7	2,5	0,5	1,4	0,2	1,4	0,2	3,4
3	Лаулауская свита	K ₂ t ₃ -st ll	34	20,7	17,9	3,5	3,8	3,2	0,7	1,8	0,3	1,6	0,2	2,6
4	Кынырская свита	K ₂ t ₃ -st kn	15	10,3	12,7	2,6	2,4	2,2	0,4	1,2	0,2	1,3	0,2	6,5
5	Кендыктыюбинская свита	K ₂ t ₂ kn	35	33,1	29,2	5,9	6,6	6,0	1,1	3,0	0,4	2,3	0,3	2,6
6	Джейрантуйская свита	K ₂ t ₁ dž	25	19,97	21,88	4,83	4,64	3,94	0,74	2,11	0,29	2,01	0,28	10,68
7	Учкудукская свита	K ₂ s ₃ uč	4	9,7	14,2	2,6	2,2	2,1	0,4	1,3	0,2	1,4	0,2	2,2
8	Шурукская свита	K ₁ a ₃ šr	4	12,1	12,6	3,0	2,9	2,4	0,4	1,2	0,2	1,2	0,2	8,4
9	Узункудукская свита	K ₁ a ₃ uz	9	22,4	22,4	4,7	4,4	4,1	0,8	2,2	0,3	2,3	0,3	4,9
10	Джаманьярская свита	K ₁ a ₁₊₂ dz	42	18,5	18,6	3,9	3,7	3,5	0,7	1,9	0,3	1,9	0,3	11,4
11	Калаатинская свита	K ₁ a ₃ kl	30	15,98	16,39	3,42	3,31	2,90	0,54	1,60	0,25	1,57	0,23	4,50
12	Тузкойская свита	K ₁ a ₂₋₃ tz	4	33,3	24,0	4,9	5,2	5,2	1,2	3,1	0,4	2,8	0,4	18,5

Рисунок 2 - Средние содержания химических элементов в меловых отложениях по результатам ИСП-масспектрометрического анализа

Выводы. Наиболее благоприятными условиями для накопления некоторых видов полезные ископаемые является прибрежное мелководье, равнины низменные прибрежно-морские, периодически заливаемые морем. Эти проявления приурочены к определенным стратиграфическим уровням что, несомненно, может способствовать их детальным поискам.

Библиографический список:

1. И.М. Абдуазимова. Труды международной научно-практической конференции, Проблемы рудных месторождений и повышения эффективности геологоразведочных работ «Стратиграфические критерии поисков железа в меловых отложениях западного Узбекистана». 2003 г. стр.297
2. Л.М. Крикунова, Ю.Б. Ежков, Р.Р. Рахимов. Новые данные о геохимической специализации нижнемеловых осадочных песчано-глинистых отложений Центральных Кызылкумов на редкометалльные и редкоземельные элементы. стр. 285
3. Л.М. Крикунова «Перспективы обнаружения промышленных конкреций редкоземельных элементов в нижнемеловых осадочных толщах гор Кульджуктау, Узбекистан. стр. 18»

СЕКЦИЯ 2. ТРАНСПОРТ И ПЕРЕРАБОТКА НЕФТИ

УДК 681.518.5:665.632.013.002.5

Особенности практической идентификации геомагнитно-индуцированного источника тока, воздействующего на подземные трубопроводы

Агинеи Р.В., Исупова Е.В.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Александров О.Ю.

ООО «Газпром Инвест» «Газпром ремонт», г. Санкт-Петербург

Влияние блуждающего тока на трубопровод выражается в изменении величины и знака потенциала «труба-земля» на отдельных его участках. Это влияние может быть кратковременным, периодическим или длительным в зависимости от источника блуждающего тока.

Известно, что по виду источники блуждающих токов делятся на классические (антропогенные) и неклассические (природные).

Рекомендации по определению влияния, оценке опасности и определению опасности блуждающего тока, приведенные в действующей нормативной документации, применимы только для классических источников блуждающего тока.

В диссертационном исследовании А. В. Фуркина [1] показано, что идентификационными признаками источника блуждающего тока, работающего без токообмена, являются:

- единство источника блуждающего тока;
- высокий коэффициент корреляции между массивами потенциалов, измеренных синхронно в различных точках трубопровода
- отсутствие точек «натекания», «стекания» тока;
- отсутствие в электрическом сигнале «труба-земля» переменной составляющей, кратной промышленным частотам.

Дальнейшее развитие методов идентификации «неклассических» источников показано работе [2], в которой представлены важные результаты, позволяющие заключить, что на участке трубопровода, подверженного влиянию геомагнитно-индуцированных токов (ГИТ), должны наблюдаться диагностические маркеры, его идентифицирующие, а именно:

- высокий коэффициент линейной корреляции между значениями потенциала «труба-земля», измеренными на различных точках участка, что будет свидетельствовать о единстве источника блуждающего тока;
- высокий коэффициент линейной корреляции между значениями экстремумов разности потенциалов «труба-земля» и скоростью изменения разности потенциалов;
- спектральный состав колебаний разности потенциала «труба-земля» соответствует спектру геомагнитных колебаний, т.е. наблюдаются частоты менее 1 мГц.

В ходе дальнейшего исследования [3] установлено, что первый критерий [2] идентификации геомагнитных блуждающих токов следует сформулировать как «характерное изменение коэффициента корреляции с двумя выраженными экстремумами свыше $|\pm 0,9|$ на участке трубопровода протяженностью более 100 км». Кроме этого, критерии 2 и 3, а именно, «высокий коэффициент линейной корреляции между значениями экстремумов разности потенциалов «труба-земля» и скоростью изменения разности потенциалов» и «спектральный состав колебаний разности потенциала «труба-земля» соответствует спектру геомагнитных колебаний, т.е. наблюдаются частоты менее 1 мГц» необходимо определять в точках-экстремумах или не дальше чем 10-20 км от них, иначе можно получить неудовлетворительные результаты при идентификации.

Результаты идентификации определяют последовательность проведения работ по оценке опасности источников блуждающих токов.

В работе представлена усовершенствованная методика идентификации геомагнитно-индуцированного источника тока, воздействующего на магистральный трубопровод и оказывающего влияние на работу средств электрохимической защиты (ЭХЗ). Факт нарушения работы систем ЭХЗ магистральных трубопроводов определяется по смещению величины защитных потенциалов за границы минимально и максимально допустимых значений, установленных в ГОСТ Р 51164. Методика предназначена в том числе для принятия последующих превентивных и ограничивающих влияние ГИТ мероприятий.

Состав работ, последовательно выполняемых при идентификации источника ГИТ:

- выявление участков трубопровода, подверженных действию блуждающего тока;
- синхронные измерения потенциала «труба-земля» во времени в контрольных точках (удаленных друг от друга на 30 км и более), выполняемые прямым методом с применением вольтметров с функцией самописца в двух точках в течение продолжительного времени, с последующей корреляционной оценкой полученных результатов;
- локализация источника блуждающего тока по направлению протекания тока по грунту методом креста, т.е. по величине разности потенциалов в грунте в двух взаимно перпендикулярных направлениях между электродами, устанавливаемыми рядом с исследуемым трубопроводом, при этом направление натекания блуждающего тока и местоположение его источника по величине и знаку измеряемой разности потенциалов;
- определение возможного влияния индуцированных токов от промышленных линий электропередач с частотой переменного тока 50 Гц путем проведения прямых измерений с применением осциллографа;
- оценка корреляционной зависимости между измеренной величиной разности потенциалов «труба-земля» и геомагнитными вариациями поля во времени. При выполнении корреляционного анализа необходимо соблюдать требование по равному количеству значений измерений разности потенциалов и величины магнитной индукции геомагнитного поля. В случае, если количество измерений разности потенциалов больше, необходимо выполнить расчет их средних значений за период времени, равный периодичности измерений геомагнитных вариаций. Расчет коэффициента линейной корреляции выполняется для одной из точек контроля величин разности потенциалов «труба-земля» и для всех трех компонент вектора индукции магнитного поля.

Алгоритм идентификации геомагнитно-индуцированных источников тока представлен на рисунке 1.

На основе полученных результатов измерений проводится соответствующий расчет, по итогам которого выполняется сравнение с установленными критериями.

Критерии идентификации геомагнитно-индуцированного источника тока:

- высокий по модулю коэффициент корреляции между значениями синхронных измерений потенциала «труба-земля» в точках, удаленных друг от друга на расстояние несколько десятков километров;
- невозможность однозначно установить местоположение источника блуждающего тока методом векторных диаграмм;
- отсутствие в измеряемой разности потенциалов переменной составляющей, кратной частоте промышленной сети (50 Гц);
- высокий по модулю коэффициент корреляции между изменениями величины разности потенциалов «труба-земля» и вариациями геомагнитного поля (определяющий критерий, который однозначно устанавливает геомагнитную природу источника блуждающего тока) Допускается не использовать данный критерий в случае, если отсутствуют данные геомагнитных вариаций поля, либо ближайший пункт наблюдения за их изменением удален от контролируемого участка трубопровода на расстояние более 1000 км либо наблюдается низкая геомагнитная активность (индекс K (или K_p) меньше 3, или среднесуточный индекс A_p меньше 15 нТл).

Источник блуждающего тока считается геомагнитно-индуцированным только тогда, когда выполняются все критерии идентификации. В случае если не выполняется хотя бы один из критериев идентификации, то считается, что источник тока имеет техногенную природу происхождения, и оставшиеся критерии не рассматриваются.

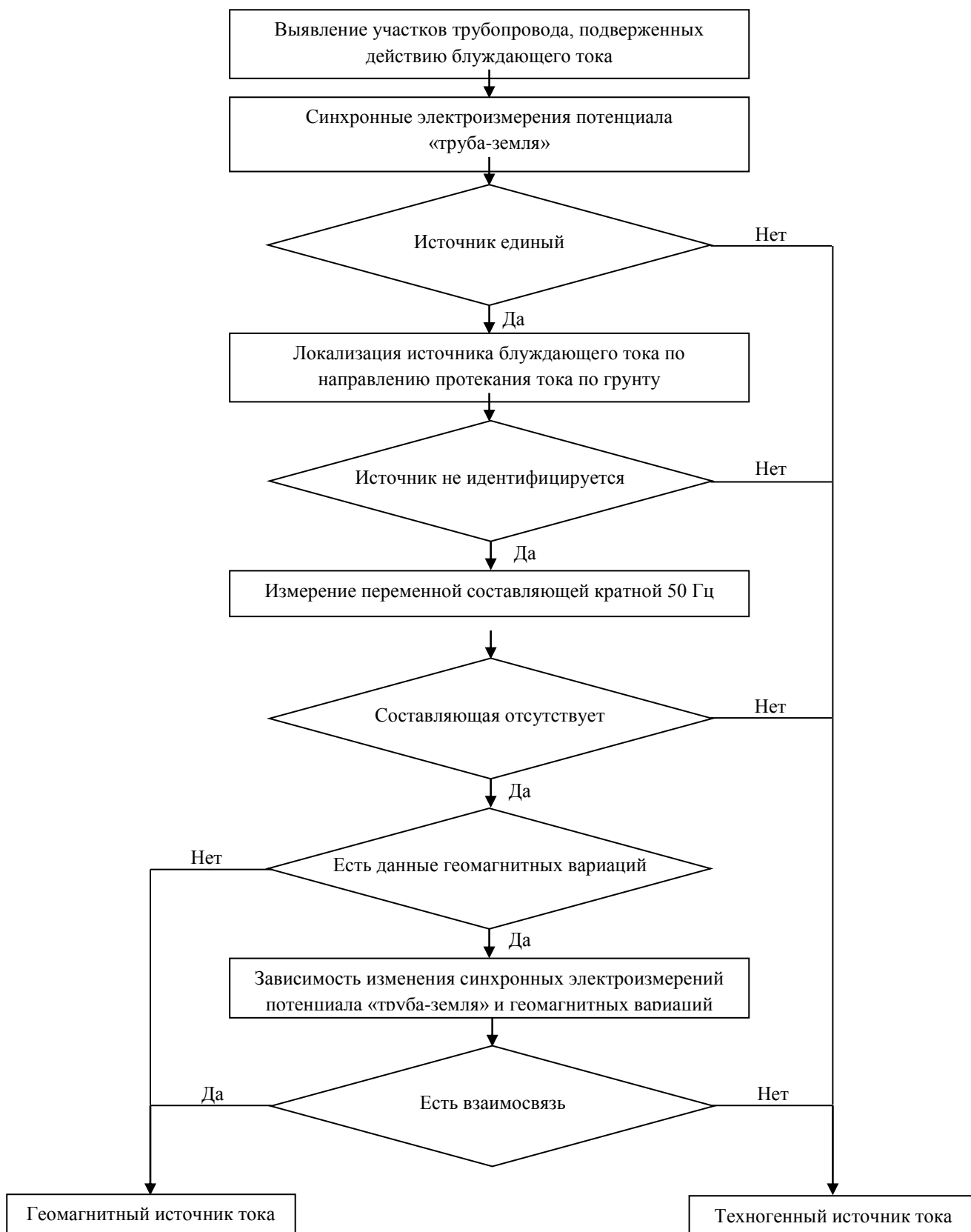


Рисунок 1 – Алгоритм идентификации геомагнитно-индуцированного источника тока

Методика идентификации источника ГИТ, в основу которой положен данный алгоритм, может быть использована в том числе для последующей оценки коррозионной опасности ГИТ, воздействующего на систему магистральных газонефтепроводов, а также для разработки и реализации мероприятий по снижению коррозионного воздействия ГИТ, регулированию систем ЭХЗ с целью снижения или устранения негативного влияния блуждающего тока «неклассического» источника.

Выводы:

1 Предложен объем и порядок работ, необходимых для проведения идентификации геомагнитно-индуцированного блуждающего тока на действующих подземных трубопроводах.

2 Обобщен опыт исследования критериев идентификации наличия «неклассических» источников блуждающего тока, на основании чего сформулированы уточненные критерии идентификации геомагнитно-индуцированного блуждающего тока на действующих подземных трубопроводах.

3 Разработан проект методики идентификации геомагнитно-индуцированных источников тока на действующих магистральных трубопроводах, реализация которой может способствовать повышению эффективности защиты от коррозии системы подземных магистральных газонефтепроводов.

Библиографический список:

1. Фуркин А.В. Совершенствование методик идентификации и оценка опасности источников блуждающих токов, воздействующих на магистральные нефтегазопроводы [Текст] : диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / А.В. Фуркин. – Ухта.: УГТУ, 2012. – 154 с.
2. Зубков А.А. Исследование характеристик источника блуждающего тока, воздействующего на систему магистральных газопроводов / А.А. Зубков, С.В. Адаменко, Ю.В. Александров, Р.В. Агинец // Практика противокоррозионной защиты. – 2016. – №1(79). – С. 55-62.
3. Уточнение критериев идентификации геомагнитного источника блуждающего тока, воздействующего на магистральные нефтегазопроводы / О.Ю. Александров, Р.В. Агинец, Ю.В. Александров, Е.В. Исупова // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2017. – № 6. – С. 11-16.

УДК 658.5:622.692.4

Оценка качества нефти, транспортируемой АО «Транснефть – Север» при увеличении приёма ярегской нефти

Астахов А.В.

АО «Транснефть – Север» ПАО «Транснефть» г. Ухта

По магистральным нефтепроводам Уса – Ухта и Ухта – Ярославль осуществляется транспортировка нефтей Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции, в том числе обладающих ярко выраженными неньютоновскими свойствами: высоковязких нефтей (пермокарбоновая залежь Усинского месторождения, Ярегское месторождение) и высокопарафинистых (высокозастывающих) нефтей (Харьгаинское, Кыртаельское, Ардалинское месторождения) [1–6].

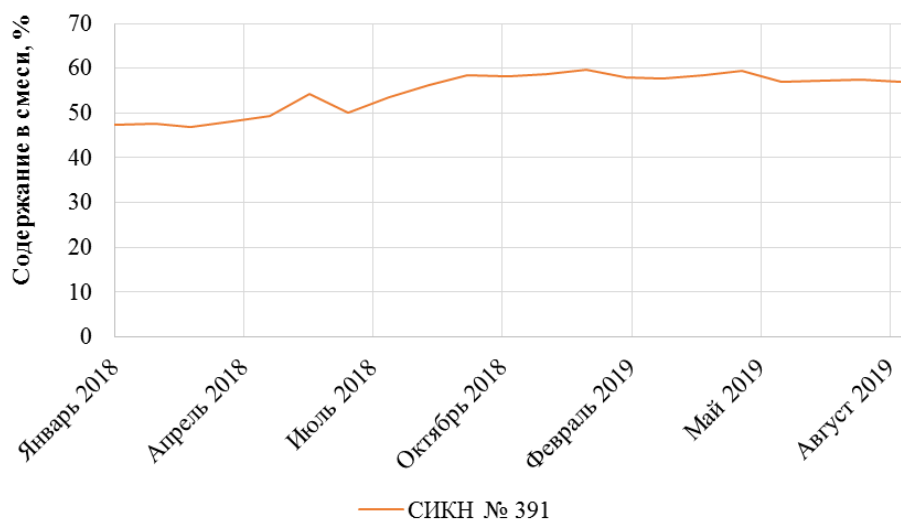
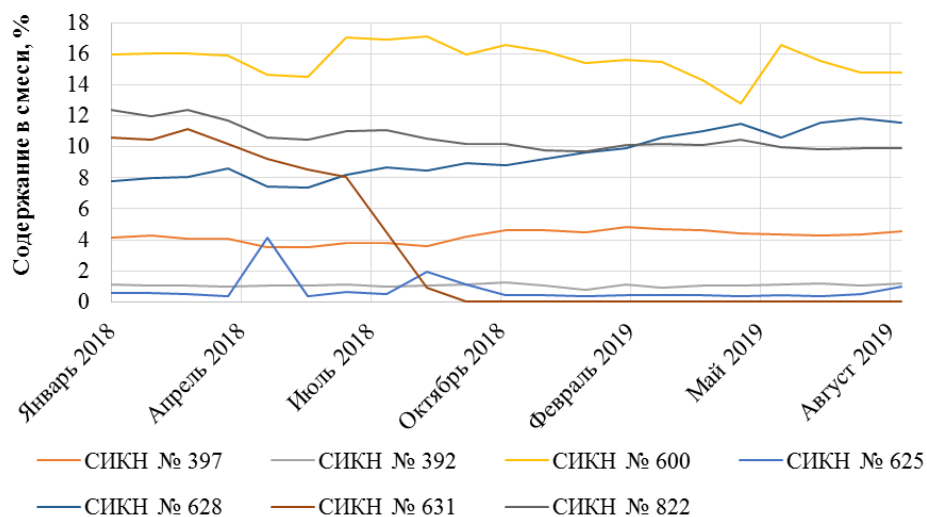
Прогнозы развития нефтяной отрасли предусматривают увеличение доли тяжелых нефтей в общем объеме добычи и транспортировки. В связи с обязательствами по увеличению объемов принимаемой высоковязкой ярегской нефти АО «Транснефть – Север» в рамках реализации инвестиционного проекта ПАО «Транснефть» были выполнены работы по строительству узла смешения нефти и увеличению пропускной способности МН Ухта – Ярославль.

Целью настоящей статьи является оценка влияния физико-химических и реологических свойств нефтей, принимаемых в МН Уса – Ухта и Ухта – Ярославль, на формирование текущих и перспективных грузопотоков в связи увеличением пропускной способности МН Ухта – Ярославль для приема ярегской нефти в объеме до 3,5 млн т в год.

С целью оценки влияния нефтей с аномальными свойствами на качество транспортируемой нефти были исследованы свойства нефтесмесей, перекачиваемой НПС «Уса» (головная НПС МН Уса – Ухта), НПС «Чикшино», НПС «Зеленоборск» (НПС с путевыми подкачками), НПС «Ухта» (головная НПС МН Ухта – Ярославль).

На рис. 1 представлены графики изменения состава смеси нефтей на выходе НПС «Ухта» за период с января 2018 по сентябрь 2019 года.

Из приведенных данных видно, что основную часть формируемой нефтесмеси (более 50 %) представляют нефти, поступающие через СИКН № 391 на НПС «Уса». Следует отметить прекращение сдачи в систему МН высоковязкой нефти через СИКН № 631 в октябре 2018 года, а также увеличение в общем потоке доли нефти, принимаемой через СИКН № 628 (с 7,4 до 11,9 %, с дальнейшим ростом в перспективе свыше 17 %).



- a) — СИКН № 397; — СИКН № 392; — СИКН № 600; — СИКН № 625;
 — СИКН № 628; — СИКН № 631; — СИКН № 822;
 b) — СИКН № 391

Рисунок 1 - Процентное содержание нефти в смеси, формируемой на выходе НПС «Ухта» в период с января 2018 по сентябрь 2019 года

Из вышеизложенного следует, что реологические свойства смеси нефтей, транспортируемых по МН Уса – Ухта и Ухта – Ярославль, в основном зависят от соотношения в потоке аномальной битуминозной ярегской нефти, принимаемой через СИКН № 628, и высокозастывающей парафинистой нефти, сдаваемой в систему через СИКН № 822.

Для оценки влияния увеличения содержания ярегской нефти в потоке на реологические и физико-химические свойства нефтесмеси, перекачиваемой по МН Ухта – Ярославль, были составлены семь проб прогнозных нефтесмесей, сформированных путем смешивания ярегской нефти и смеси, транспортируемой по МН Уса – Ухта (вход НПС «Ухта»). Для полученных проб смесей были произведены измерения плотности, кинематической вязкости при 20°C и температуры застывания. Результаты представлены на рис. 2–4.

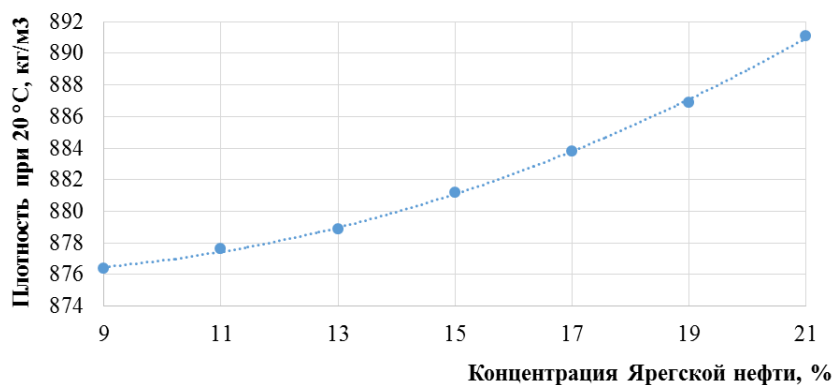


Рисунок 2 - График зависимости плотности прогнозных нефтесмесей при 20 °С от содержания ярегской нефти

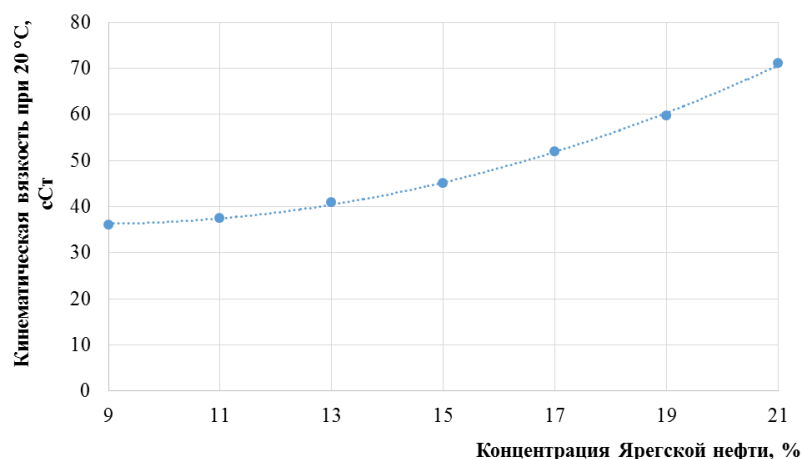


Рисунок 3 - График зависимости кинематической вязкости прогнозных нефтесмесей при 20 °С от содержания ярегской нефти

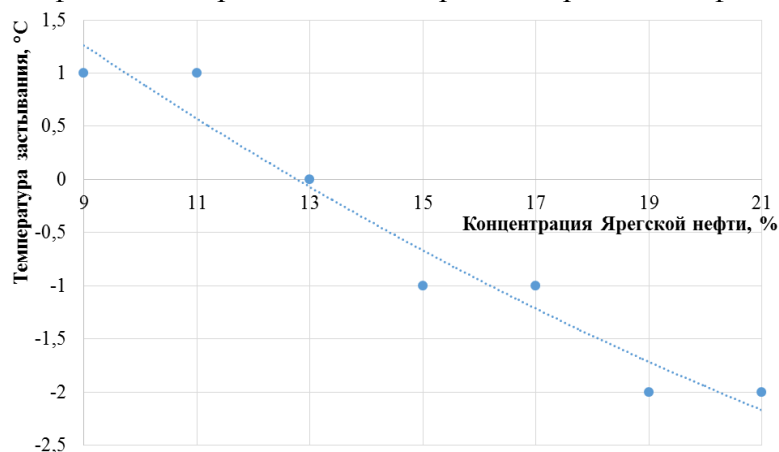


Рисунок 4 - График зависимости температуры застывания прогнозных нефтесмесей от содержания ярегской нефти

Из данных, приведенных на графиках, видно, что увеличение в смеси содержания ярегской нефти с 9 до 21 % приводит к возрастанию плотности с 876,4 до 891,1 кг/м³ (на 1,7 %) и кинематической вязкости с 36,06 до 71,05 сСт (на 97 %), а также к снижению температуры застывания с +1 до –2 °С. При этом с повышением доли ярегской нефти кинематическая вязкость смеси увеличивается неравномерно. Например, при увеличении концентрации ярегской нефти с 9 до 11 % кинематическая вязкость смеси возрастает на 4 %, с 15 до 17 % – на 15 %, с 19 до 21 % – на 19 %. Такое существенное увеличение вязкости смеси при незначительном изменении содержания ярегской нефти влечет:

- снижение производительности режимов перекачки;

- увеличение потребления электроэнергии насосными агрегатами;
- изменение параметров работы МН (в случае циклических изменений процентного соотношения ярегской нефти происходит образование партий нефти с ухудшенными реологическими свойствами).

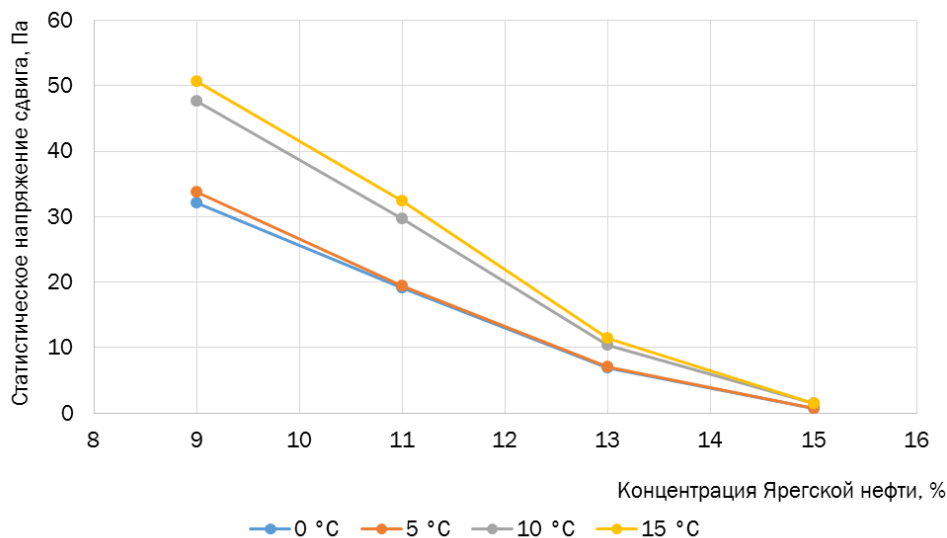


Рисунок 5 - График зависимости статистического напряжения сдвига от содержания ярегской нефти при температурах: — 0 °C; — 5 °C; — 10 °C; — 15 °C

Также следует отметить, что увеличение доли ярегской нефти позволяет снизить температуру застывания нефтесмеси (рис. 4) и начальное напряжение сдвига (рис. 5) за счет достижения определенного баланса в соотношении смол, парафинов и асфальтенов.

С учетом планируемого возрастания приема и объемов перекачки ярегской нефти до 3,5 млн т в год АО «Транснефть – Север» реализован инвестиционный проект по увеличению пропускной способности МН Ухта – Ярославль. Для приема ярегской нефти на территории НПС «Ухта – 1» Ухтинского РНУ построены три вертикальных стальных теплоизолированных резервуара объемом по 10 000 м³, пункт подогрева нефти с пятью теплообменниками, фильтры-грязеуловители, насосная станция подкачки нефти с винтовыми насосами, узел смешения ярегской нефти и нефти, транспортируемой по МН Уса – Ухта, а также две котельные. Трубы, по которым перекачивается ярегская нефть, – теплоизолированные, кроме того, для исключения застывания нефти осуществляется дополнительный обогрев трубопровода наружным греющим кабелем.

Нефть Ярегского месторождения через фильтры-грязеуловители поступает в резервуары, оборудованные специальной теплоизоляцией и системой подогрева для поддержания температуры не ниже +50 °C. Далее подается в узел смешения, где смешивается с нефтью, транспортируемой по МН Уса – Ухта, после чего нефтесмесь нагревается до +38 °C на пункте подогрева нефти. Процесс подкачки нефти автоматизирован, содержание ярегской нефти поддерживается автоматически. Для контроля свойств двух потоков нефтей, а также свойств их смеси смонтированы блоки измерения качества нефти: они непрерывно определяют основные параметры нефти (текущую плотность, кинематическую вязкость, содержание серы, влагосодержание, температуру и расход).

Смешение нефти на НПС «Ухта – 1» осуществляется по плотности и вязкости. При подкачке ярегской нефти выполняются нормативные требования к показателям качества транспортируемой нефти по ГОСТ Р 51858-2002 и Схеме нормальных (технологических) грузопотоков нефти.

Таким образом, узел смешения нефти на НПС «Ухта – 1» играет важную роль в решении задачи по формированию грузопотоков заданного качества с учетом планируемого увеличения объемов транспортировки тяжелой ярегской нефти, позволяя поддерживать пропускную способность МН на требуемом уровне за счет исключения циклических изменений процентного соотношения ярегской нефти в потоке нефтесмеси, перекачиваемой по МН Ухта – Ярославль.

Выводы:

1. Наблюдается тенденция по увеличению объемов добычи и транспортировки тяжелых нефтей, в том числе высоковязкой нефти Ярегского месторождения.

2. Проведены лабораторные испытания образцов нефтей и нефтесмеси, перекачиваемых по МН Уса – Ухта и Ухта – Ярославль. Показано, что реологические свойства рассматриваемой смеси в основном зависят от содержания в потоке аномальной битуминозной ярегской нефти, принимаемой через СИКН № 628, и высокозастывающей парафинистой нефти, сдаваемой в систему через СИКН № 822.

3. Проведены лабораторные испытания прогнозных смесей нефтей с различным содержанием нефти Ярегского месторождения. Показано, что незначительное увеличение доли ярегской нефти в смеси приводит к существенному возрастанию кинематической вязкости, что влечет за собой снижение производительности режимов перекачки нефти, увеличение потребления электроэнергии насосными агрегатами, изменения параметров работы МН.

4. Для исключения указанных проблем в АО «Транснефть – Север» реализован инвестиционный проект по увеличению пропускной способности МН Ухта – Ярославль. На НПС «Ухта – 1» построен узел смешения нефти, позволяющий осуществлять управляемое смешение ярегской нефти с потоком, поступающим по МН Уса – Ухта, и автоматически поддерживать процентное содержание ярегской нефти в нефтесмеси на заданном уровне.

Библиографический чамсок

1. Васенева А. А., Некучаев В. О., Филиппов И. С. Неньютоновские и тиксотропные свойства смесей нефтей Тимано-Печорской провинции // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2013. № 3. С. 75–86.

2. Вассерман Б. Я. Разведанность ресурсов углеводородов Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции на начало XXI века // Геология нефти и газа. 2001. № 2. С. 2–6.

3. Жуйко П. В. Разработка принципов управления реологическими свойствами аномальных нефтей: дисс. ... д-ра техн. наук. Ухта : Ухтинский государственный технический университет, 2003. 315 с.

4. Рочев М. К., Колонских А. В. Исследования вязкоупругих и тиксотропных свойств Усинского месторождения // Нефтегазовое дело. 2009. Т. 7. № 1. С. 37–42.

5. Головкин А. К., Камьянов В. Ф., Огородников В. Д. Физико-химические характеристики и углеводородный состав нефтей Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна // Геология и геофизика. 2012. Т. 53. № 11. С. 1580–1594.

6. Некучаев В. О., Васенева А. А. Особенности реологических кривых течения высоковязких нефтей и их водных эмульсий // Нефтяное хозяйство. 2013. № 8. С. 61–63.

УДК 622.692.4

Моделирование тепловых полей для обеспечения безаварийной работы нефтепроводов

Голик В.В., Земенков Ю.Д.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

В современном мире, где темпы добычи возрастают, предъявляются все более высокие требования к строительству и безопасной эксплуатации объектов транспорта нефти и нефтепродукта. Для этого зоны добычи нефти расширяются, разрабатываются новые месторождения, находящиеся как, правило северной части Западной Сибири и Арктическом шельфе.

В связи с экстремальными температурами данных регионов, все более сложными становятся специальные технологии, конструкции, необходимые средства и сооружения, а также технологические схемы объектов добычи, подготовки, сбора, хранения и транспорта добываемой углеводородной продукции.

Кроме того, транспорт нефти добываемый в Арктической зоне континента требует особых температурных режимов при транспортировке для обеспечения энергоэффективной перекачки без ущерба окружающей среде и грунтам.

Основные цели, задачи, требования и пути дальнейшего развития отрасли зафиксированы в таких документах как: «Энергетическая стратегия России на период до 2030 г.: утв. распоряжением Правительства РФ от 13 ноября 2009 г. № 1715-р.», «Программа стратегического развития ПАО «Транснефть» на период до 2020 года (утв. решением совета директоров ПАО «АК «Транснефть» протокол №2 от 31.01.2012 года)», «Программа инновационного развития ПАО «Газпром нефть» до 2025 года» и «Руководство по безопасности «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах»: приказ Ростехнадзора от 11.04.2016 №144»

Многие десятки лет производственной практики показывают, что для безаварийной работы необходимо производить большое количество расчётов уже на этапе проектирования всех объектов добычи и транспорта нефти и нефтепродуктов, а затем осуществлять мониторинг в режиме эксплуатации.

На этапе проекта выполняется комплекс исследований и расчётов необходимых специалистам для оценки и подбора оборудования и материалов. Немаловажно грамотно оценить несущую способность и свойства грунтовых оснований, ошибки в расчётах или не верный выбор материалов может в долгосрочной перспективе привести к авариям. Движения грунтовых оснований влекут за собой деформацию эксплуатируемого трубопровода и как следствие его разгерметизацию.

На базе кафедры «Транспорт углеводородных ресурсов» Тюменского индустриального университета проводится ряд исследований по моделированию теплового состояния трубопроводов, поведения их в многолетнемерзлых грунтах арктической зоны и мониторингу показателей надежности и факторов риска при эксплуатации трубопроводов, проложенных подземным способом.

Особое внимание стоит уделить внимание трубопроводным сетям, проложенным в многолетнемерзлом грунте.

Трубопроводы, прокладываемые в многолетнемерзлых грунтах, имеют ряд серьёзных проблем, которые проявляются только спустя достаточно большой промежуток времени. Это просадка грунта в следствии его растепления и выпучивание. Закономерный итог, большое количество техногенных катастроф в различных сферах промышленности и всей географии нашей необъятной родины. [1]

При растеплении оснований начинают изменяться характеристики грунта, что влечёт за собой трещины и обрушение зданий, обрывы ЛЭП, изменение проектного положения трубопроводов. Последствия же могут быть различными, начиная от небольшой, мало заметной деформации конструкции, здания, трубопровода, дорожного покрытия и, заканчивая аварией, обрушением, экологической катастрофой и гибелью людей.

Как пример, разлив топлива в Норильске, произошедшего 29 мая 2020 года, Президентом РФ В.В. Путиным было объявлено ЧС федерального масштаба. Нефтепродукты попали в почву и реку Амбарная. Общее количество разлившегося дизеля превысило 20 тыс. т. Таймырская энергетическая компания сообщает, что авария произошла из-за внезапного проседания опор в следствии таяния многолетнемерзлых грунтов под основанием резервуара.



Рисунок 1 - Авария в Норильске [2]

Как следствие, для предотвращения подобных аварийных ситуаций, представляется актуальной разработка эффективной методики теплового расчёта трубопроводов, позволяющей на различных этапах разработки проектов оценивать динамику изменения структуры многолетнемерзлых грунтов в районе зданий и сооружений нефтегазового комплекса с учётом большого количества изменяющихся во времени параметров. [3]

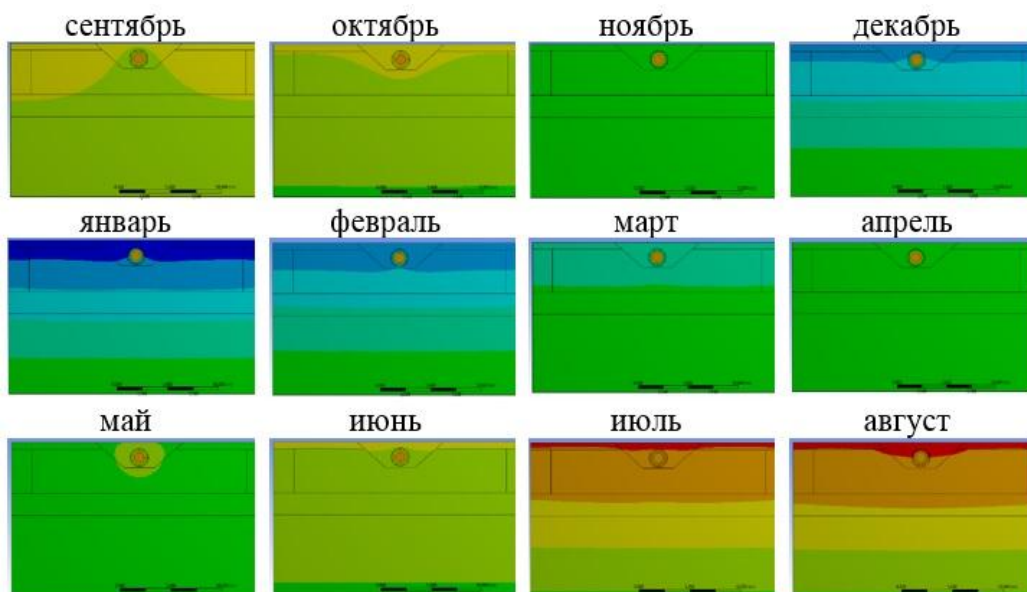


Рисунок 2 - Температурные поля трубопровода, смоделированные в программе ANSYS

Своевременный мониторинг теплового взаимодействия нефтепроводов с грунтами и последующие их расчеты позволяют изучать и анализировать воздействие процессов, происходящие в системе «труба-грунт», наиболее востребованным оказывается для условий арктической зоны. Кроме того, на стадии проектирования методика расчёта позволит более корректно подбирать материал для теплоизоляции и обеспечения конструктивной надежности линейной части магистрального нефтепровода. [4]

Результаты мониторинга обрабатываются и по методике расчёта разрабатываемой авторским коллективом лаборатории моделируется поведение грунтов. Моделирование проводится в программной системе конечно-элементного анализа ANSYS (Рис.2), а также в программном модуле «TPS» разработанным авторским коллективом кафедры (Рис.3).

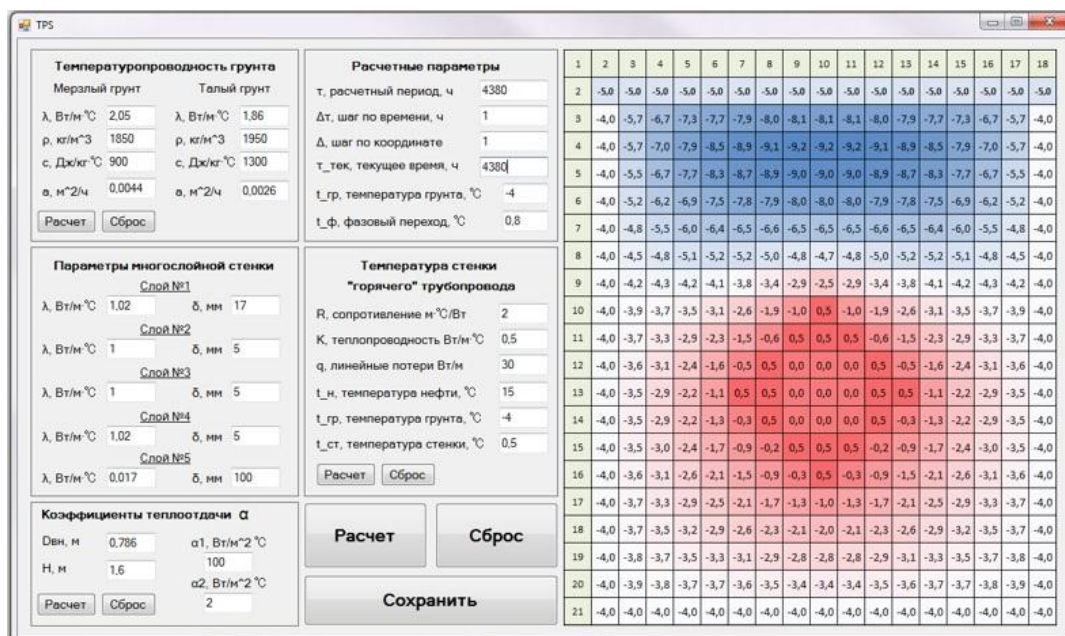


Рисунок 3 - Температурное поле, смоделированное в программе «TPS»

Проведение математического моделирования позволило получить результаты, на основании которых можно сделать вывод о целесообразности применения материалов и технологий по обетонированию трубопроводов на наиболее аварийных участках в условиях Арктики.

Разработанная методика моделирования теплового состояния трубопровода в многолетнемерзлом грунте так же может использоваться для экспресс - расчётов в рамках разработки проектной документации различного назначения. [5]

Библиографический список

1. Golik, V.V., Moiseev, B.V., Gulkova, S.G., Zemenkov, Yu.D. Mathematic simulation of the effect of a buried oil pipeline on permafrost soils. IOP Conference Series: Materials Science and Engineering 2018. doi:10.1088/1757-899X/445/1/012004
2. Последствия разлива топлива в Норильске. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.rbc.ru/photoreport/03/06/2020/5ed7b4ac9a794710786cc0d1> (дата обращения: 16.06.2020).
3. Земенков Ю.Д., Моисеев Б.В., Богатенков Ю.В., Налобин Н.В., Дудин С.М. Энерготехнологические комплексы при проектировании и эксплуатации объектов транспорта и хранения углеводородного сырья/ Ю.Д. Земенков, Б.В.Моисеев, Ю.В.Богатенков, Н.В.Налобин, С.М. Дудин. Под общ.ред. Б.В. Моисеева– Тюмень: ТюмГНГУ, ТюмГАСУ, 2015. – 256 с.
4. Методы теплового расчета трубопроводов различного назначения: монография//Моисеев Б.В., Земенков Ю.Д., Налобин Н.В., Земенкова М.Ю., Дудин С.М. – Тюмень:ТИУ, 2016-183с.
5. Golik, V.V. Zemenkova, M.Yu. Zemenkov, Y.D. Ponomareva, T.G. Thermophysical modeling of processes in the soil foundations of oil pipelines in the arctic and on the shelf. Neftyanoe Khozyaystvo - Oil Industry this link is disabled, 2021, 2021(6), DOI: 10.24887/0028-2448-2021-6-102-107

УДК 622.276.5

Методика сравнительного качественного отбора компонентов деэмульгирующих композиций для разрушения водонефтяных эмульсий

Дроздов А.С.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Столбов И.В.

ПАО «Гипротюменнефтегаз» г. Тюмень

Леонтьев С.А.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Формирование эмульсии наблюдается в тех случаях, когда две взаимодействующие жидкости перемешиваются между собой. В результате перемешивания образуется эмульсия – жидкость, в которой одна из жидкостей является внешней фазой (*дисперсной средой*), а другая – внутренней фазой (*дисперсной фазой*), раздробленной в виде капелек в дисперсной среде. Процесс дробления одной жидкости в другой называется *диспергированием*. Степень раздробленности дисперсной фазы в дисперсной среде называется *диспергированием*. Степень раздробленности дисперсной фазы в дисперсной среде называется *дисперсностью* эмульсии.

Для разрушения эмульсии применяются поверхностно-активные вещества – деэмульгаторы – дестабилизирующие действие природных и искусственных эмульгаторов или проявляющие большую поверхностную активность по сравнению с ними.

Процесс химического деэмульгирования (разрушения водонефтяных эмульсий) можно условно разделить на несколько этапов:

- Сбор наиболее мелких, слабоседиментирующих капель эмульсионной воды в крупные агрегаты – кластеры (флоки) наподобие рыбной икры (флокуляция и коагуляция)
- Слияние капель эмульсионной воды, в том числе сфлокулировавшей и скоагулировавшей воды, в крупные капли, способные быстро под действием силы тяжести (за счет разницы плотностей воды и нефти) осаждаться на дно отстойного оборудования (коалесценция и седиментация)

- Слияние осаждающихся крупных капель воды в сплошную водную фазу (разрушение эмульсии)

Товарные формы деэмульгаторов для разрушения водонефтяных эмульсий, как правило, не являются каким-либо одним химическим веществом, а состоят из отдельных деэмульгирующих компонентов. Каждый деэмульгирующий компонент в процессе разрушения эмульсии отвечает за свою часть работы, поэтому правильный подбор деэмульгирующих компонентов (составление оптимального баланса) обеспечивает успех всего разрушения эмульсии, получения чистых продуктов.

В течении жизненного цикла нефтяного месторождения промысловые условия формирования водонефтяных эмульсий и технические способы их разрушения постоянно изменяются, поэтому, однажды подобранная деэмульгирующая композиция не может хорошо работать на протяжении всего жизненного цикла месторождения. Таким образом, для обеспечения эффективного ведения технологического процесса необходимо осуществлять корректировки формулы действующего деэмульгатора.

В последнее время в качестве деэмульгирующих компонентов применяются неионогенные ПАВ. К неионогенным ПАВ относятся вещества амфифильного строения, у которых части молекулы, имеющая сродство к растворителю (дисперсной среде эмульсии), не диссоциирует на ионы и, следовательно, не имеет электрического заряда. При обработке «прямых эмульсий» это гидрофильная часть молекулы ПАВ, при обработке «обратных эмульсий» - гидрофобная. По характеру воздействия на водонефтяные эмульсии (по проявлению деэмульгирующих свойств) все деэмульгирующие компоненты можно условно разделить на три группы:

- **«treaters»** - вещества, осуществляющие флокуляцию и коагуляцию – сбор наиболее мелких, слабоседиментирующих капель эмульсионной воды в крупные агрегаты – кластеры (флоки)

- **«droppers»** - вещества, осуществляющие коалесценцию капель эмульсионной воды, в том числе сфлокулировавшей

- **«hebrids»** - вещества, проявляющие как коагулирующие, так и коалесцирующие свойства.

Задачей создания высокоэффективной деэмульгирующей композиции является создание правильного баланса компонентов различных классов химических веществ, обеспечивающего полное разрушение эмульсии. Естественно, что такой баланс может быть составлен только для конкретных условий применения деэмульгирующей композиции.

Перед началом работы по испытаниям деэмульгаторов намечается место отбора проб эмульсии (сырой нефти) в соответствии с методикой «Bottle Test»[2]. После отбора образца эмульсии, на которой будут испытываться компоненты и дальнейшее составление композиций в первую очередь выполняются «Начальные испытания». В них обязательно использование в качестве контрольного деэмульгатора, применяющегося на промышленном объекте. Данные, полученные при выполнении «Начальных испытаний», используются для определения режимов дальнейших испытаний по подбору деэмульгирующих композиций на втором и третьем этапе.

«Начальные испытания. 1 этап»

При первом этапе испытаний поддерживается температура, соответствующая температуре процесса подготовки нефти. Время отстоя также должно выбираться с учетом промышленного, но, так как статический и динамический отстой нефти в не соответствуют друг другу, время должно выбираться с учетом информативных результатов «Начальных испытаний». Дозировка деэмульгатора выбирается следующая:

- На 30-50% ниже технологической;
- На уровне технологической;
- На 50-100% выше технологической;

«Выбор режимов испытаний. 2 этап»

Для отдельных деэмульгирующих компонентов задаются режимы испытаний:

1. NT\ND - нормальная температура\нормальная дозировка.
2. NT\LD – нормальная температура\пониженная дозировка.
3. LT\ND – пониженная температура\ нормальная дозировка.
4. LT\LD – пониженная температура\ пониженная дозировка.

Режимом NT\ND считается температура и дозировка используемая в данный момент при подготовке нефти. Данный режим испытаний компонентов является самым информативным. Компоненты, показавшие лучшие результаты дополнительно испытываются на остальных режимах. Выбор режима дополнительных испытаний определяется исходя из условий эксплуатации.

По итогам испытаний набора компонентов деэмульгаторов на не менее чем двух режимах испытаний отсортировываются наиболее эффективные компоненты по четырем критериям[1]:

- **WD – water drop** (динамика выделения воды из эмульсии в свободную фазу, в первую очередь – начальная скорость выделения воды из эмульсии). Определяется методом замера количества выделившейся воды в бутылке (в процентах от исходного ее содержания в эмульсии)

- **FD - final dehydration** (глубина выделения воды из эмульсии по окончании отстоя или остаточное содержание воды в нефти). Определяется методом центрифугирования (в процентах от отстоящего объема нефти).

- **EB - emulsion breakage** (неменьшее остаточное содержание неразрушенной эмульсии в отстоявшейся нефти - определяется методом центрифугирования).

- **TO – top oil** (наименьшее остаточное содержание воды и неразрушенной эмульсии в пробе нефти, отобранной с уровня 70% от уровня нефти в испытательной бутылке – моделирование отбора товарной нефти из резервуара). В случаях, когда свободной воды в бутылке выделяется 70 (80)%, отбор пробы осуществляется с уровня 80 (90)%. Цель определения данного показателя – анализ нефти без промежуточного эмульсионного слоя, образующегося в разделе фаз «нефть-вода». Данный показатель также определяется методом центрифугирования [3].

На основе этих данных составляется таблица:

Таблица 1 - Результат сортировки деэмульгирующих компонентов

Класс химического вещества	Место занятое компонентом	Режимы испытаний компонентов															
		NT\ND (50°C, 40 ppm)				NT\LD (50°C, 30 ppm)				LT\ND (40°C, 40 ppm)				LT\LD (40°C, 30 ppm)			
		Показатель эффективности															
		WD	FD	EB	TO	WD	FD	EB	TO	WD	FD	EB	TO	WD	FD	EB	TO
Resins alkoxyated	1-e	A	A							A	B						
	2-e	B	B							B	A						
	3-e																
EO\PO Copolymer Blocks	1-e			C	C							C	D				
	2-e			D	D							D	C				
	3-e																
Polyol alkoxyated esters	1-e		E	E	E							E	F				
	2-e		F	F	F							F	E				
	3-e																

В нашем примере показано что:

1. По критериям отбора **WD** и **FD** при режиме испытания NT\ND лучшую работоспособность показал деэмульгирующий компонент А группы «*droppers*» химического класса *Resins alkoxyated*. На втором месте оказался компонент В того же класса.

2. По критериям отбора **EB** и **TO** при режиме испытания NT\ND лучшую работоспособность показал деэмульгирующий компонент А группы «*treaters*» химического класса *EO\PO Copolymer Blocks*. На втором месте оказался компонент D того же класса.

Библиографический список:

1. Беляков В.Л Автоматический контроль нефтяных эмульсий. Справочное пособие. – М.: Недра, 1992, 202 с.с ил.
2. ГОСТ 2517-85 «Нефть и нефтепродукты. Метод отбора проб»
3. РД 39-0148070-335-88Р «Технология подготовки нефти с применением деэмульгаторов для месторождения Западной Сибири»

Определение и изучение полей напряжений стенки трубы в области вмятины при воздействии изгибающей силы и внутреннего давления

Игнатик А.А., Шенец М.А.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Наличие вмятины искажает поле напряжений и деформаций стенки трубопровода в сравнении с бездефектными участками. Поэтому важно достоверно определять напряжённо-деформированное состояние в дефектной зоне для оценки прочности и надёжности трубопровода. Рассмотрим проведённые экспериментальные исследования в лабораторных условиях, связанные с получением полей напряжений и деформаций в области вмятины на трубе, испытывающей воздействие изгибающей силы и внутреннего давления.

Опыты выполнены на стенде (рисунок 1). Он включает в себя трубу (наружный диаметр 325 мм, толщина стенки 9 мм, длина 3 м, марка стали 14ХГС), закреплённую в двух опорах, и гидравлический домкрат, служащий для создания изгибающей силы в вертикальной плоскости.



Рисунок 1 - Внешний вид лабораторного стенда для исследования напряжённо-деформированного состояния трубы при воздействии нагрузок

В районе верхней образующей трубы расположена вмятина. Её геометрические параметры: длина 240 мм, ширина 148 мм, глубина – переменная величина. В области вмятины была нанесена сетка с координатами Z (продольная координата) и Θ (окружная координата). Точка с координатами $Z = 0$, $\Theta = 0$ находится в геометрическом центре вмятины. Шаг сетки в продольном направлении 30 мм, в окружном направлении 20 мм. Значения глубины вмятины в узлах сетки представлены в таблице 1. Максимальная глубина дефекта зафиксирована вне узлов сетки в точке $Z = 12$ мм, $\Theta = 9$ мм, она равна 11,8 мм.

Для определения напряжённо-деформированного состояния в области вмятины в каждом узле координатной сетки устанавливалась группа тензодатчиков (рисунок 2). Дополнительно монтировались тензодатчики в точках вмятины с продольными координатами $Z = \pm 15$ мм, так как здесь обнаружено более быстрое изменение компонентов напряжённо-деформированного состояния по сравнению с другими зонами вмятины. Одна группа тензодатчиков состоит из трёх тензорезисторов для измерения: 1) кольцевой деформации ε_{Θ} ; 2) продольной деформации ε_z ; 3) деформации под углом 45° к оси трубы ε_{45° . Значения деформаций с каждого датчика считывались при двух циклах нагружения трубы изгибающей силой, затем определялись средние значения деформаций.

В экспериментах на трубу воздействовали изгибающей силой, соответствующей величине стрелы прогиба нижней образующей трубы 6 мм (или величине высоты подъёма штока домкрата 6 мм). Конструкция стенда не позволяет нагружать трубу внутренним давлением, поэтому в дальнейшем учёт внутреннего давления, действующего на трубу, выполняется теоретическим путём с использованием известной из литературы методики.

Таблица 1 - Глубина дефекта в области вмятины (мм)

Z, мм →	-120	-90	-60	-30	0	30	60	90	120
Θ, мм ↓									
74	0	0	0	0	0	0	0	0	0
60	0	0,3	0,7	1,3	2,8	2,0	0,7	0,4	0
40	0	0,6	1,4	3,5	7,7	5,4	1,9	0,7	0
20	0	0,7	2,5	4,8	10,9	7,9	2,8	1,1	0
0	0	1,0	3,1	5,6	11,0	8,1	3,1	1,2	0
-20	0	0,2	2,1	4,1	9,0	5,3	2,2	1,1	0
-40	0	0,5	1,3	2,3	4,2	2,8	1,4	1,0	0
-60	0	0,3	0,6	0,7	1,2	1,0	0,8	0,8	0
-74	0	0	0	0	0	0	0	0	0



Рисунок 2 - Установленные в области вмятины группы тензодатчиков

Измеренные значения деформаций ε_Θ , ε_z , ε_{45° позволяют полностью определить напряжённо-деформированное состояние в точке конструкции с учётом того, что напряжённое состояние стенки трубы плоское, а деформированное состояние объёмное. Для обработки результатов измерений используются следующие формулы:

$$\sigma_\Theta = \frac{E}{1 - \mu^2} (\varepsilon_\Theta + \mu \varepsilon_z), \quad (1)$$

$$\sigma_z = \frac{E}{1 - \mu^2} (\varepsilon_z + \mu \varepsilon_\Theta), \quad (2)$$

$$\sigma_r = 0, \quad (3)$$

$$\tau = G\gamma, \quad (4)$$

$$\gamma = 2\varepsilon_{45^\circ} - \varepsilon_\Theta - \varepsilon_z, \quad (5)$$

$$G = \frac{E}{2(1 + \mu)}, \quad (6)$$

$$\varepsilon_r = \frac{-\mu(\sigma_\Theta + \sigma_z)}{E}, \quad (7)$$

где σ_Θ , σ_z , σ_r , τ – кольцевые, продольные, радиальные и касательные напряжения соответственно; E – модуль Юнга (для стали $E = 206000$ МПа); μ – коэффициент Пуассона (для стали $\mu = 0,3$); G – модуль сдвига; γ – угловая деформация; ε_r – радиальная деформация.

Для оценки прочности трубы и использования критерия пластичности вычисляется интенсивность напряжений σ_i (или эквивалентное напряжение по Мизесу) по формуле

$$\sigma_i = \sqrt{\sigma_\theta^2 - \sigma_\theta \sigma_z + \sigma_z^2 + 3\tau^2}. \quad (8)$$

В качестве критерия пластичности используется равенство интенсивности напряжений σ_i и предела текучести стали σ_T ($\sigma_i = \sigma_T$). Для марки стали 14ХГС $\sigma_T = 327$ МПа. Если $\sigma_i < \sigma_T$, то материал работает упруго; если $\sigma_i \geq \sigma_T$, то материал работает в упругопластической стадии.

При воздействии на трубу только изгибающей силы, соответствующей стреле прогиба трубы 6 мм, получены поля кольцевых напряжений (таблица 2), продольных напряжений (таблица 3) и интенсивности напряжений (таблица 4).

Таблица 2 - Поле кольцевых напряжений (МПа) при изгибе трубы

Z, мм →	-120	-90	-60	-30	-15	0	15	30	60	90	120
Θ, мм ↓											
74	-0,05	-2,94	-4,49	-5,35	-4,84	-4,91	-8,38	-9,80	-8,57	-3,08	-1,51
60	-7,48	-6,90	-7,10	-3,18	1,46	2,65	0,39	-7,17	-11,26	-7,18	-5,14
40	-16,04	-15,30	-11,21	1,74	11,83	14,52	14,70	1,08	-15,08	-11,84	-9,64
20	-23,98	-23,47	-17,35	0,86	17,18	26,91	30,75	10,93	-15,75	-16,60	-13,28
0	-30,06	-29,75	-22,40	-1,95	15,38	28,95	33,87	14,28	-15,47	-18,47	-15,78
-20	-32,52	-32,43	-26,25	-7,33	12,81	29,24	19,35	3,38	-19,93	-18,54	-17,59
-40	-31,11	-30,29	-28,39	-16,95	-10,41	-1,43	6,18	-13,87	-21,11	-17,10	-16,90
-60	-29,00	-28,40	-27,34	-30,18	-29,13	-25,51	-27,62	-27,37	-21,49	-17,44	-16,13
-74	-30,41	-28,91	-29,06	-31,94	-38,00	-31,86	-34,19	-29,87	-22,29	-16,88	-16,13

Из данных таблицы 2 следует, что в центре вмятины кольцевые напряжения положительные, а в граничных зонах отрицательные. Максимальное значение кольцевых напряжений, равное 33,87 МПа, расположено в точке $Z = 15$ мм, $\Theta = 0$ – приблизительно в зоне наибольшей глубины вмятины. Максимальное по модулю отрицательное значение кольцевых напряжений -32,52 МПа находится в точке $Z = -120$ мм, $\Theta = -20$ мм.

Согласно таблице 3 максимум продольных напряжений, равный 90,00 МПа, приходится на точку $Z = 15$ мм, $\Theta = 0$; а минимум, равный 0,27 МПа, – на точку $Z = 60$ мм, $\Theta = 20$ мм. Продольные напряжения в области вмятины являются положительными величинами.

Максимальное значение интенсивности напряжений при изгибе, по данным таблицы 4, составляет 78,73 МПа и тоже находится в точке $Z = 15$ мм, $\Theta = 0$. Наблюдается два локальных минимума интенсивности напряжений в точке $Z = -30$ мм, $\Theta = 0$ ($\sigma_i = 18,37$ МПа) и точке $Z = 60$ мм, $\Theta = 20$ мм ($\sigma_i = 16,36$ МПа). Трубная сталь в дефектной области работает в упругой стадии, так как интенсивность напряжений не превышает предел текучести во всех точках вмятины.

При исследовании комбинированного воздействия изгибом и внутренним давлением используется принцип суперпозиции, известный из курса сопротивления материала, но справедливый только при упругом деформировании, при упругопластическом деформировании этот принцип не действует. Согласно принципу суперпозиции верны следующие выражения:

$$\sigma_\theta = \sigma_{\theta и} + \sigma_{\theta р}, \sigma_z = \sigma_{z и} + \sigma_{z р}, \sigma_r = \sigma_{r и} + \sigma_{r р},$$

$$\varepsilon_\theta = \varepsilon_{\theta и} + \varepsilon_{\theta р}, \varepsilon_z = \varepsilon_{z и} + \varepsilon_{z р}, \varepsilon_r = \varepsilon_{r и} + \varepsilon_{r р},$$

$$\tau = \tau_{и} + \tau_{р}, \gamma = \gamma_{и} + \gamma_{р},$$

где индекс «и» относится к компонентам напряжённо-деформированного состояния при действии изгибающей силы; индекс «р» – при действии внутреннего давления.

Компоненты напряжённо-деформированного состояния стенки трубы при воздействии изгибающей силы определялись экспериментальным путём, в том числе с использованием формул (1)–(7), о чём сказано выше. А компоненты напряжённо-деформированного состояния стенки трубы при воздействии внутреннего давления определялись при помощи методики из нормативного источника компании ПАО «Транснефть» РД-23.040.00-КТН-011-16 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Определение прочности и долговечности труб и сварных соединений с дефектами» [1, 2].

Таблица 3 - Поле продольных напряжений (МПа) при изгибе трубы

Z, мм →	-120	-90	-60	-30	-15	0	15	30	60	90	120
Θ, мм ↓											
74	31,82	29,83	27,26	23,55	31,27	30,28	30,10	21,63	14,56	17,61	15,83
60	32,22	26,66	25,66	25,73	39,33	45,64	50,05	26,98	11,61	16,88	15,65
40	29,40	25,58	22,06	23,60	41,17	63,60	66,07	30,76	5,83	11,93	15,04
20	25,79	20,71	17,42	16,59	39,09	65,61	75,33	31,52	0,27	9,54	15,28
0	24,64	19,54	15,01	15,22	40,41	72,67	90,00	39,39	4,48	11,73	16,27
-20	26,04	22,35	18,37	19,82	48,23	86,09	73,21	42,43	13,65	20,29	19,86
-40	31,62	29,82	26,68	31,50	55,12	68,85	64,24	39,16	22,48	27,08	23,46
-60	31,99	34,17	34,11	31,43	39,80	39,25	42,38	31,86	30,49	30,27	29,56
-74	35,76	36,51	35,37	30,69	28,80	27,12	26,81	27,87	32,69	34,46	29,96

Таблица 4 - Поле интенсивности напряжений (МПа) при изгибе трубы

Z, мм →	-120	-90	-60	-30	-15	0	15	30	60	90	120
Θ, мм ↓											
74	36,28	37,36	36,51	35,80	38,22	37,59	36,53	29,15	24,75	25,71	22,25
60	39,36	36,57	37,16	38,49	50,64	47,18	50,05	31,23	21,16	25,68	23,67
40	43,47	40,69	35,25	38,93	51,82	63,92	60,61	32,06	18,86	23,14	25,64
20	45,53	40,10	33,54	26,93	44,91	58,65	66,50	28,20	16,36	24,78	26,88
0	47,88	43,57	33,28	18,37	36,60	64,08	78,73	35,42	20,52	28,41	28,60
-20	50,82	48,00	38,99	25,78	43,33	75,84	66,95	47,87	32,25	34,34	32,92
-40	55,09	52,06	48,41	47,54	61,70	69,84	74,26	51,58	40,35	39,59	35,40
-60	53,06	54,37	53,41	54,14	59,97	57,81	61,95	54,02	45,53	41,85	40,22
-74	57,40	56,93	55,96	54,35	58,04	51,21	52,99	51,11	49,07	46,31	40,87

Поскольку напряжённое состояние стенки трубы плоское, то радиальные напряжения от действия изгибающей нагрузки и внутреннего давления равны нулю: $\sigma_{ги} = \sigma_{гр} = \sigma_r = 0$. Кроме того касательные напряжения и угловые деформации от действия внутреннего давления равны нулю: $\tau_p = 0$, $\gamma_p = 0$. Интенсивность напряжений при комбинированном воздействии вычисляется по формуле (8).

Поля интенсивностей напряжений при действии изгибающей силы, соответствующей стреле прогиба трубы 6 мм, и внутреннего давления 3; 4; 5 МПа предложены в таблице 5.

При комбинированном воздействии изгибающей силы и внутреннего давления 3 и 4 МПа труба во всей области вмятины работает упруго согласно критерию пластичности $\sigma_i = \sigma_T$. А при давлении 5 МПа четыре узла сетки работают упругопластически (в таблице 5 отмечены звёздочкой *); в этих четырёх точках интенсивность напряжений превышает предел текучести

стали $\sigma_T = 327$ МПа. Строго говоря, значения интенсивностей напряжений в этих четырёх точках некорректны, поскольку вычислены посредством принципа суперпозиции, справедливого только при упругом деформировании. Однако можно точно говорить о том, что здесь сталь работает в упругопластической стадии.

Как видно из графика на рисунке 3, интенсивность напряжений в наиболее нагруженной точке вмятины $Z = 15$ мм, $\Theta = 0$ равна пределу текучести стали при внутреннем давлении 4,9 МПа (см. точку пересечения двух линий). Следовательно, при давлении менее 4,9 МПа трубная сталь в данной точке деформируется упруго, а при давлении 4,9 МПа и более – деформируется упругопластически.

Таблица 5 - Поля интенсивностей напряжений при изгибе трубы и внутреннем давлении 3; 4; 5 МПа

Z, мм →											
Θ, мм ↓	-120	-90	-60	-30	-15	0	15	30	60	90	120
74	182,1 ¹	179,9	178,5	178,0	178,2	178,1	174,6	172,7	173,9	178,9	180,1
	241,8 ²	239,5	238,2	237,6	237,7	237,7	234,3	232,7	234,1	239,0	240,3
	301,8 ³	299,5	298,2	297,7	297,7	297,7	294,3	293,0	294,4	299,3	300,6
60	175,9	176,4	176,4	180,3	186,2	185,7	184,0	175,0	171,2	175,1	176,9
	235,4	236,0	236,0	239,8	245,0	244,8	242,9	234,9	231,5	235,3	237,1
	295,3	296,0	296,0	299,8	304,5	304,4	302,4	295,1	291,9	295,6	297,4
40	169,0	169,4	172,4	185,0	195,3	199,1	198,0	182,5	167,8	170,8	173,0
	228,3	228,8	232,2	244,6	254,2	257,2	256,4	242,3	228,2	231,1	233,1
	288,1	288,8	292,3	304,5	313,8	316,3	315,6	302,5	288,7	291,5	293,5
20	161,9	161,6	166,6	182,8	198,3	207,4	212,0	190,5	167,4	166,6	169,6
	221,2	221,2	226,5	242,8	257,7	266,3	270,4	250,6	227,9	226,9	229,8
	281,1	281,3	286,7	303,1	317,6	325,7	329,6*	310,9	288,5	287,3	290,1
0	156,5	156,1	161,7	179,3	194,9	210,1	217,3	193,9	167,7	165,1	167,4
	215,7	215,7	221,8	239,6	254,7	268,6	274,9	253,7	228,1	225,3	227,5
	275,6	275,7	282,0	300,0	314,8	327,9*	333,6*	313,8	288,6	285,6	287,8
-20	154,6	154,2	158,7	174,7	193,4	213,1	203,2	186,8	164,2	165,3	166,0
	213,7	213,6	218,5	234,8	252,8	270,7	261,3	245,9	224,2	225,2	225,9
	273,5	273,5	278,6	295,2	312,7	329,4*	320,2	305,5	284,4	285,4	286,2
-40	156,9	157,0	158,1	168,9	177,3	187,1	185,0	172,3	163,8	167,2	166,8
	215,6	215,9	217,3	228,0	235,2	244,3	241,8	231,0	223,4	226,7	226,6
	275,2	275,6	277,1	287,7	294,2	302,9	300,1	290,5	283,4	286,7	286,8
-60	158,4	159,2	160,0	157,6	159,9	162,9	161,9	160,4	164,0	167,1	168,0
	217,2	217,9	218,8	216,4	218,1	221,2	219,9	219,1	223,2	226,5	227,5
	276,8	277,4	278,3	275,9	277,3	280,5	278,9	278,6	283,0	286,4	287,5
-74	158,0	159,4	159,0	155,9	151,0	155,3	153,5	157,3	164,0	168,4	168,1
	216,5	217,8	217,5	214,7	209,6	214,4	212,5	216,3	223,0	227,5	227,6
	275,9	277,2	277,0	274,3	269,1	274,1	272,2	276,0	282,6	287,2	287,6

Примечание: 1 – p = 3 МПа; 2 – p = 4 МПа; 3 – p = 5 МПа; * – упругопластическая стадия
Максимумы интенсивностей напряжений приходятся на точку $Z = 15$ мм, $\Theta = 0$.

На рисунке 3 представлен график зависимости интенсивности напряжений в точке вмятины $Z = 15$ мм, $\Theta = 0$ (наиболее нагруженной и самой опасной с точки зрения обеспечения прочности) от внутреннего давления при постоянной изгибающей силе, соответствующей стреле прогиба 6 мм.

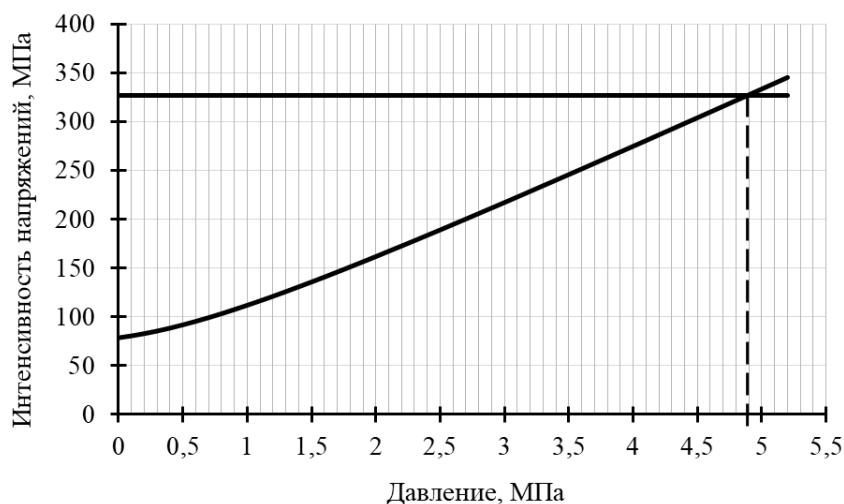


Рисунок 3 - График зависимости интенсивности напряжений от внутреннего давления при постоянной изгибающей силе в точке вмятины с координатами $Z = 15$ мм, $\Theta = 0$

Выводы

1. Разработана методика определения напряжённо-деформированного состояния стенки трубы в области вмятины при воздействии изгибающей силы и при комбинированном воздействии изгибающей силы и внутреннего давления. Методика включает в себя измерение деформаций (кольцевой, продольной и под углом 45 градусов к оси трубы) при помощи тензорезисторов в узлах координатной сетки, нанесённой в области вмятины, в ходе нагружения трубы изгибающей силой. Вычисление остальных параметров напряжённо-деформированного состояния выполняется по формулам (1)–(8). Составляющие напряжённо-деформированного состояния трубы в области вмятины от действия внутреннего давления определяются по известной из нормативной литературы методике. Исследование комбинированного нагружения трубы изгибом и давлением выполнялось при помощи принципа суперпозиции, известного из курса сопротивления материалов, но справедливого только при упругом деформировании.

2. Применяя разработанную методику, получили поля кольцевых и продольных напряжений, а также интенсивности напряжений в области вмятины на трубе при воздействии на неё изгибающей силы. Определены максимумы, минимумы напряжений и наиболее нагруженная точка, которая находится в зоне наибольшей глубины вмятины. Также получены поля интенсивностей напряжений в области вмятины при воздействии изгибающей силы и внутреннего давления 3; 4; 5 МПа. При давлении 5 МПа четыре узла координатной сетки в области вмятины, в центре дефекта, работают в упругопластической стадии, так как в них интенсивность напряжений превышает предел текучести стали. В остальных случаях трубная сталь деформируется упруго. Переход от упругого в упругопластическое деформирование в наиболее нагруженной точке вмятины произойдёт при изгибающей силе, соответствующей стреле прогиба нижней образующей трубы 6 мм, и внутреннем давлении 4,9 МПа.

Библиографический список:

1. Аладинский В. В., Гаспарянц Р. С., Маханев В. Н. Методика расчета на прочность и долговечность труб с дефектами геометрии // Нефтегазовое дело. 2007. Т. 5. № 5. С.119 – 124.
2. Игнатик А. А. Совершенствование методики оценки работоспособности магистральных нефтепроводов с комбинированными дефектами типа «вмятина с потерей металла»: дис. ... канд. техн. наук : 25.00.19. ФГБОУ ВО «Ухтинский государственный технический университет». Ухта, 2020. 180 с.

Разработка конструкции рабочего колеса центробежного насоса из композитных материалов

Логинов В.А., Терентьева М.В.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

На данный момент актуален вопрос о поднятии энергоэффективности магистрального транспорта нефти и нефтепродуктов. Из статистических данных следует то, что 30% всех затрат приходится на электроэнергию, рост их неизбежен, поскольку с каждым годом добыча и объем перекачки нефти увеличивается. Поэтому необходимо найти решение по увеличению энергетической эффективности и экономии энергии. Во многих областях нашей жизни проявляется интерес к замене всеразличных изделий, деталей из металла на конструкции из композитных материалов. Это обусловлено более простой эксплуатацией, низкой стоимостью, высокой коррозионной стойкостью материала.

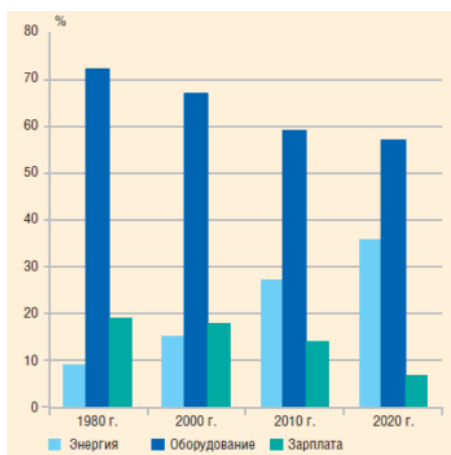


Рисунок 1 - Распределение затрат в себестоимости транспорта нефти

Главным звеном в цепочке транспорта нефтепродуктов, требующим электроэнергию является центробежный насос, состоящий из рабочего колеса, вала насоса, сальника, подшипника и др. Расход потребляемой энергии во многом зависит не только от свойств жидкости, но и от характеристик самой системы, свойств материала и геометрии рабочего колеса. Но из любого производственного процесса вытекают требования к изделию и конструкционному материалу, нас же интересует:

- Надежность
- Безопасность
- Экономическая эффективность

Мной предлагается выполнить один из элементов центробежного насоса – рабочее колесо из композитных материалов, которые зарекомендовали себя как конструкционные материалы и прочность которых близка металлическим.

Для начала определим, что рабочее колесо – элемент центробежного насоса, преобразующий вращательную энергию вала в давление корпуса с какой-либо жидкостью. Форма и размеры, а также количество и форма лопаток обуславливается областью применения. Колесо состоит из заднего и переднего дисков, между которыми установлены лопатки.

- Как и любой механизм, рабочее колесо не может работать вечно, ресурс работы ограничен, помимо этого оно способно разрушаться, причины разрушения следующие: Кавитация (Возникающая из-за местного снижения давления в жидкости. Происходит парообразование с последующим схлопыванием пузырьков пара с одновременным конденсированием пара в потоке жидкости. Из-за повторяющихся всхлопываний – микроскопических взрывов, возникают скачки давления, в результате которых могут наноситься повреждение рабочему колесу и даже поломка всей гидравлической системы.

- Сухой ход (Причина по которой рабочее колесо может деформироваться, а затем и вовсе полностью разрушится. Заключается в том, что насос работает при отсутствии жидкости на входе, следовательно усиливается трение, а из-за отсутствия охлаждения происходит нагрев и закипание жидкости в рабочей камере насоса.

- Коррозия метала (Причина разрушений механизмов не только насоса, но и всего магистрального трубопровода. Возникает в результате разности потенциалов. Разрушение металла рабочего колеса происходит на анодных участках из-за перехода ионов из метала в рабочую среду насоса.

- Дополнительная нагрузка на вал (Рабочее колесо из-за своей массы оказывает нагрузку на вал, в результате которого он прогибается и подвергает износу подшипниковые узлы)

Поэтому я выделил для себя несколько полимерных материалов, способных заменить привычные нам конструкционные материалы, имеющие ряд недостатков.

Одним из таких является капролон. Капролон – конструкционный полимер. Применяется для изготовления деталей путём механической обработки заготовок. Устойчив к воздействию масел, спиртов, эфиров, углеводов, что важно для нас. Материал имеет хорошие антифрикционные свойства и высокую износостойкость. Характеристики будут приведены ниже в таблице.

Но уже сейчас можно выделить плюсы данного материала:

- Невероятно легкий удельный вес
- Стойкость к коррозионному влиянию
- Устойчивость к агрессивным средам
- Высокий уровень износостойкости
- Способность самосмазывания
- Работа в широком диапазоне температур
- Полная экологическая безопасность
- Отличные прочностные качества

Помимо вышперечисленных плюсов, капролон способен поглощать шум и значительно снижать вибрационные и динамические нагрузки. Материал на данный момент популярен среди огромного количества полимеров, кроме того может быть обработан разными механическими способами, например, фрезерованием, точением, резанием, сверлением и шлифованием. Поэтому предоставляется возможным создавать изделия из капролона взамен тяжелых и ненадежных металлических деталей.

Следующим композитным материалом, способным заменить привычные нам конструкционные материалы, я выбрал Полиамид-66. Данный полимер относится к группе линейных полиамидов. Широко применяется в инженерии, служит неотъемлемым материалом в автомобильной промышленности, машиностроении, электронике, при производстве бытовой техники. Что касается технических характеристик, то Полиамид имеет высокие показатели прочности и устойчивости к деформации, а высокая ударопрочность, жесткость, твердость, динамическая прочность говорят об устойчивости к циклическим нагрузкам, что и требуется для нас. Мною были выделены следующие преимущества полиамида-66:

- Высокая прочность
- Деформационная теплостойкость
- Ударопрочность
- Низкое водопоглощение
- Стойкость к растрескиванию и высоким динамическим нагрузкам
- Звуковая и вибрационная изоляция

После изучения данных материалов, можно сделать сравнительную таблицу, оценив важные для нас показатели (таблица 1).

В таблице приведены наиболее важные для нас характеристики, которые непосредственно проявляются при эксплуатации рабочего колеса. Из анализа можно сделать вывод, что по измеряемым показателям композитные материалы превосходят всеми известный чугун. Плотность полимеров намного ниже плотности чугуна, что напрямую влияет на его

массу, высокое значение которой, как мы уже сказали, влияет на вал, а именно прогибает его. Преимущество в твердости остается за чугуном, но предел прочности, а конкретно при растяжении высок у полимерных материалов. Одним из важнейших критериев является температура эксплуатации, где композиты также ”на голову выше”, поскольку чугун при низких температурах становится хрупким. Стоит сказать, что мной были учтены не все возможные показатели, что влияет на продолжение работы в дальнейшем.

Таблица 1 - Сравнительный анализ композитных материалов с чугуном

Показатель	Капролон	Полиамид-66	Чугун (высокопрочный)
Плотность, кг/м ³	>1160	1400	7200
Твердость про Бринеллю, кг·с/мм ²	13-15	8-10	143-262
Предел прочности (при растяжении), кг·с/мм ²	900-950	800-1100	35-100
Температурный диапазон эксплуатации, °С	-40;+70	-30;+90	-20;+300

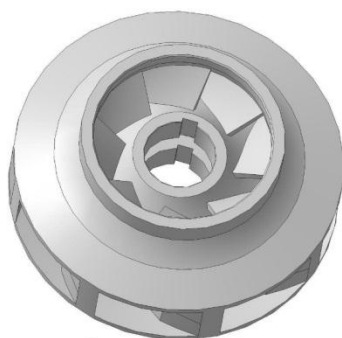


Рисунок 2 - Эскиз рабочего колеса

В заключении можно сказать, что композитные материалы отвечают многим требованиям для применения их в конструкции центробежного насоса. Сравнительная характеристика показала, что полимеры по многим показателям превосходят применяемые конструкционные материалы, что говорит об их потенциале для применения на практике. На слайде представлены эскизы рабочих колес, конструкция которых почти ничем не отличается от эксплуатируемых, кроме материала из которого они изготовлены. При применении данной конструкции рабочего колеса центробежного насоса из композитных материалов возможно сократить расходы не только на эксплуатацию (коррозионная стойкость, низкая стоимость композитного материала), но и увеличить КПД нашего насоса, за счет того, что масса рабочего колеса будет намного ниже массы из металлических материалов, это же повлечет за собой экономию электроэнергии и сокращению расходов на нее, а также увеличит ресурс работы вала насоса, исключая его прогибы в горизонтальном направлении. Но нужно отметить, что изготовление рабочего колеса – трудный технологический процесс, поскольку оно представляет собой пространственную конструкцию закрытого типа, и его изготовление возможно лишь двумя путями – прессованием и литьем под давлением.

Библиографический список:

1. Рабочее колесо насоса: типы, материалы и конструкция [Электронный ресурс]. - <https://www.nektonnasos.ru/article/ustrojstvo/rabochee-koleso/#h5> (Дата обращения: 18.11.2021).
2. Капролон – что это за материал [Электронный ресурс]. - https://s-agroservis.ru/inform/company-news/kaprolon_cho_eto_za_material/ (Дата обращения: 20.11.2021).
3. Полиамид 66 (ПА 66) [Электронный ресурс]. - <https://anid.ru/poliamid/66> (Дата обращения: 20.11.2021).
4. Нефтегазовый терминал. Выпуск 16: сборник научных трудов международной научно-технической конференции имени профессора Н.А. Малыгина / под общ. ред. М.А. Александрова. – Тюмень: ТИУ, 2019. – с.87-92. Текст: непосредственный.

Особенности транспорта высокозастывающих нефтей

Михеев М.М.

АО «Транснефть – Север» ПАО «Транснефть», г. Ухта

Некучаев В.О.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Реологические свойства смеси аномальных нефтей, транспортируемых по нефтепроводу «Уса – Ухта» АО Транснефть-Север, как правило, с каждым годом ухудшаются, что связано с возрастающей долей высокозастывающих и высоковязких нефтей в общем потоке. Транспорт таких нефтей сопряжен с высокими экономическими затратами и целым рядом технологических проблем.

Речь пойдет о нефти ПСП «Чикшино» - смеси нефтей Южнолыжского и Кыртаельского месторождений. Нефть сдается в систему АО «Транснефть–Север» через СИКН №822 и представляет собой высокозастывающую нефть с высокими значениями эффективной вязкости, начального напряжения сдвига и парафинов, и как следствие, наличием тиксотропных свойств. Компонентный состав и основные реологические параметры представлены в таблице 1 [1].

Таблица 1. Компонентный состав и основные реологические параметры нефти ПСП «Чикшино»

Показатель	Значение
Массовая доля парафинов, %	20
Массовая доля асфальтенов, %	1
Массовая доля смол, %	9
Плотность при 20 °С, кг/м ³	820
Динамическая вязкость при 20 °С, мПа·с	167

Цель работы - подбор оптимальной температуры термической обработки высокозастывающей нефти ПСП «Чикшино».

Под термообработкой нефти понимается нагрев ее до температуры выше температуры плавления твердых парафинов и последующее охлаждение с определенной скоростью в динамическом или статическом режимах. На прочность кристаллической структуры, образующейся при охлаждении термически обработанной нефти, а, следовательно, на степень улучшения реологических характеристик влияет ряд факторов: температура нагрева, состав и содержание парафинов и асфальто-смолистых веществ, темп и условия охлаждения.

На графиках 1-5 представлены зависимости динамической вязкости, статического и динамического напряжений сдвига от температуры исходной нефти ПСП «Чикшино», а также кривые течения и вязкости [2].

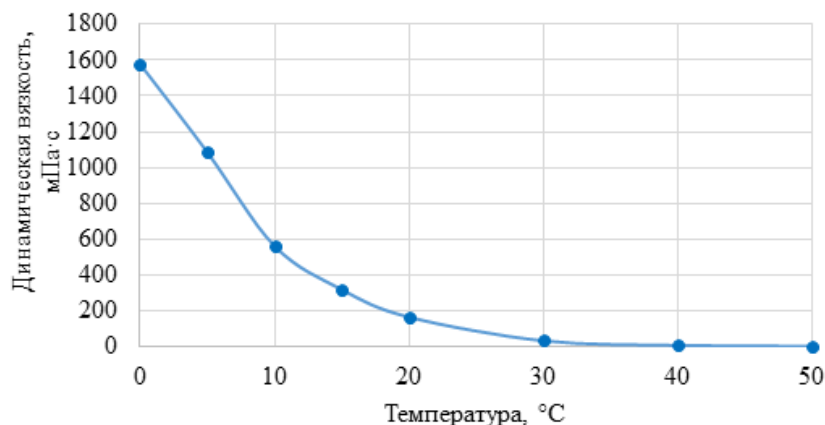


Рисунок 1 - Зависимость динамической вязкости от температуры нефти ПСП «Чикшино»

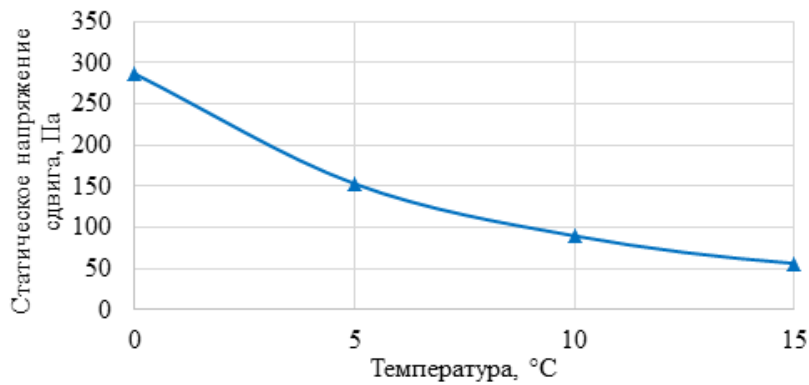


Рисунок 2 - Зависимость статического напряжения сдвига от температуры нефти ПСП «Чикшино»

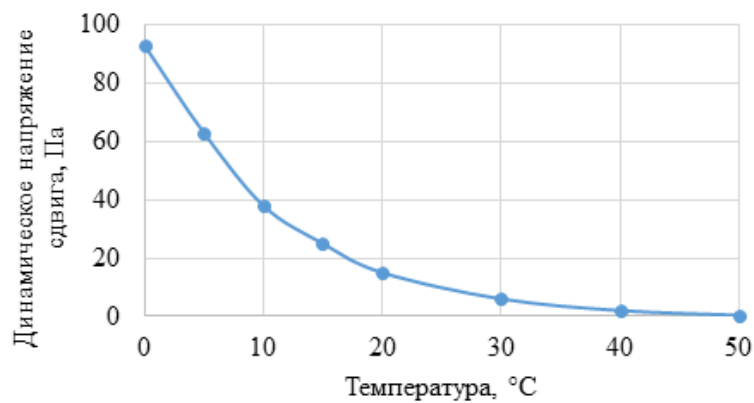


Рисунок 3 - Зависимость динамического напряжения сдвига от температуры нефти ПСП «Чикшино»

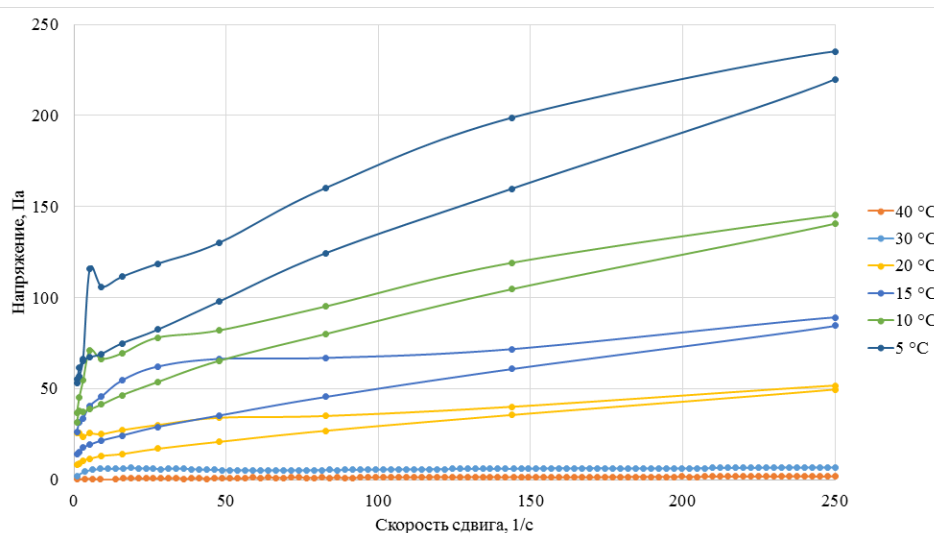


Рисунок 4 - Кривая течения нефти ПСП «Чикшино»

Как видно из графиков, поведение нефти ПСП «Чикшино» соответствует модели вязкопластичной жидкости Шведова-Бингама. На рисунке 6 представлены результаты термообработки исследуемой нефти при 60, 70 и 80 °C. Скорость охлаждения в экспериментах составляла 20 °C/ч.

Анализируя полученные результаты, можно сделать выводы о том, что термообработка в диапазоне температур 60-80 °C приводит к улучшению реологических характеристик данной нефти с точки зрения ее транспорта. Термообработка при 80 °C приводит к максимальному снижению динамической вязкости при температурах ниже 20 °C.

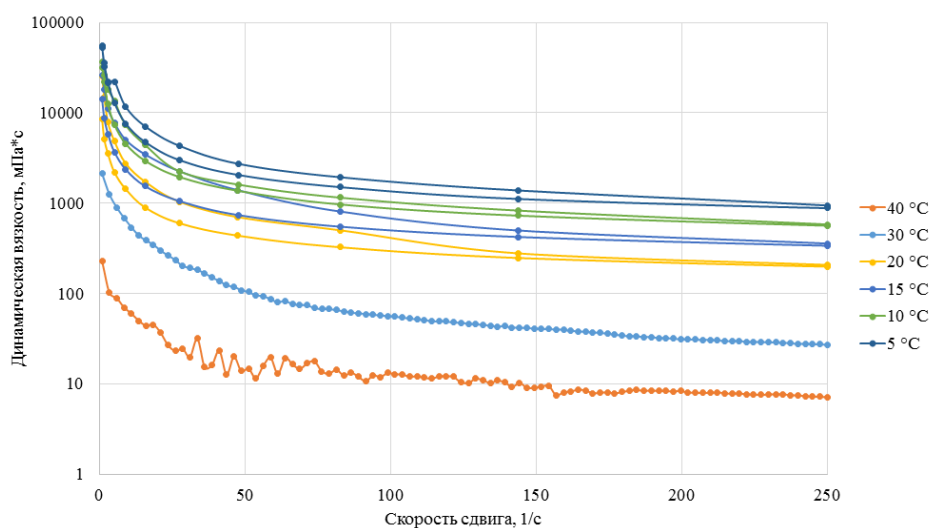


Рисунок 5 - Кривая вязкости нефти ПСП «Чикшино»

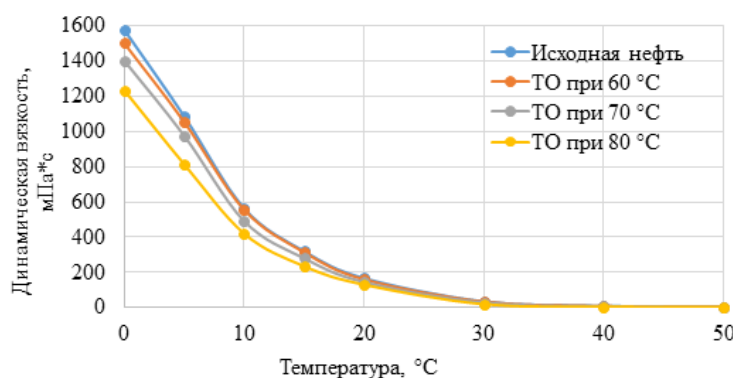


Рисунок 6 - Динамическая вязкость исходной и термообработанной нефти ПСП «Чикшино»

Существование оптимальной температуры термообработки нефти является вполне установленным фактом. Это обстоятельство связано с благоприятным перераспределением количества асфальто-смолистых веществ, адсорбированных на кристаллах низко- и высокоплавких парафинов. Дело в том, что при малых температурах нагрева происходит растворение в нефти низкоплавких парафинов, а высвобождающиеся асфальто-смолистые вещества тут же адсорбируются на поверхности кристаллов высокоплавких парафинов. При охлаждении и переходе растворенных парафинов в кристаллы известное пассивирующее действие асфальто-смолистых веществ резко падает и прочность структуры возрастает. Наибольший эффект термообработка дает, когда все кристаллы парафина растворяются при нагревании. Поскольку у разных парафинистых нефтей состав парафинов различен, то оптимальную температуру термообработки следует определять экспериментально для каждой конкретной нефти [3].

Выводы

1. Измерены основные реологические параметры необработанной высокозастывающей нефти ПСП «Чикшино».
2. Осуществлен выбор оптимальной температуры термической обработки нефти ПСП «Чикшино».

Библиографический список:

1. Головки А.К., Камьянов В.Ф., Огородников В.Д. Физико-химические характеристики и углеводородный состав нефтей Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна // Геология и геофизика. 2012. Т. 53. № 11. С. 1580–1594.
2. Методика определения реологических свойств нефти и выбора модели течения. – Ухта, 2015.
3. Некучаев, В.О. Изменение реологических свойств аномальных нефтей Тимано-Печорской провинции при их смешивании и термообработке [Текст]: / В.О. Некучаев, А.А. Васенева, И.С. Филиппов // «Нефтяное хозяйство» - 2013.- № 8- С. 64-65.

Исследование осадка из внутренней части трубопровода, для транспортировки упаренной пластовая воды с установки ВПУ-700

Набиева Е.М., Мусанов Н.Д., Конева В.В., Ланина Т.Д.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Цель: исследование осадка для улучшения очистки трубопроводов и уменьшения трубопроводов

Нефтешахтное управление (НШУ) разрабатывает одно из старейших месторождений Тимано-Печоры — Ярегское. Его эксплуатация началась еще в 1939 году. Нефть Яреги тяжелая и обладает очень высокой вязкостью при незначительном содержании газа и низком пластовом давлении. Поэтому основным способом снижения вязкости сырья с целью повышения подвижности является тепловое воздействие на пласт.

Добываемую сырую нефть (а точнее – нефтесодержащую жидкость) разделяют на товарное черное золото и разного рода примеси, среди которых есть и вода. Ее перекачивают на ВПУ-700, где очищают. Полученный таким образом дистиллят поступает на парогенераторные установки, где превращается в пар для закачки обратно в пласт. А там, выполнив свою основную функцию – разогрев высоковязкую ярегскую нефть и сделав ее более текучей, пар конденсируется, в состоянии воды снова добывается попутно с черным золотом и поступает на пункт подготовки и сбора нефти. Замкнутый цикл водоснабжения не наносит вреда окружающей среде, его большое преимущество – минимизация забора воды из природных источников в технологических нуждах.

Для повышения нефтеотдачи пластов требуется пар 100-процентного качества. Испарители с вертикальными трубками и стекающей пленкой (концентраторы рассола) позволяют нефтяникам снизить затраты эксплуатационного цикла, свести к минимуму потоки отходов и повысить надежность системы. Концентраторы рассола обеспечивают выход 98 процентов пластовой воды в виде дистиллята высокого качества (общее содержание растворенных твердых веществ (TDS) <10 ч/млн). Данная технология позволяет увеличить эксплуатационную готовность установки для извлечения нефти на 2-3 процента, что непосредственно приводит к повышению добычи нефти.

Установка рассчитана на концентрирование пластовой воды со следующим предполагаемым химическим составом см. таблицу 1.

Таблица 1 - Предполагаемый химический состав

Параметр	Концентрация (мг/л, ионная)
Na и K	2000-6600
Ca	230-1020
Mg	92-360
Fe, общее кол-во	2-12
SO ₄	10-84
Cl	3500-14000
HCO ₃	240-330
SiO ₂	6-14
TDS	6000-20000
TSS	110-200
pH	6,6-8,0
Температура °C	45-85
Нефть и газ	30-100
Растворенный кислород (ч/млн)	2,0–4,5

Теплая пластовая питательная вода (45-85°C) поступает на установку и подается в подпиточную емкость, где производится перемешивание. Эта емкость рассчитана на подачу в питательную воду и тщательное смешивание с ней соляной кислоты, поглотителя кислорода и ингибитора солеотложения. Для этого в емкости предусмотрена высокая скорость смешивания и достаточное время выдержки. Показатель рН питательной воды регулируется до уровня 5,5 путем автоматического добавления соляной кислоты. Соляная кислота понижает рН, почти полностью превращая бикарбонаты/карбонаты в газообразный диоксид углерода. Удаление карбонатов на этом раннем этапе позволяет предотвратить отложение солей на теплопередающих поверхностях испарителей. Поглотитель кислорода связывает содержащийся в питательной воде растворенный кислород, защищая трубопроводы и оборудование, расположенные ниже по технологическому потоку.

Затем подкисленная питательная вода направляется в емкость мгновенного испарения питательной воды. Если температура сырья превышает температуру в сборнике испарителя Е-5, то производится мгновенное испарение незначительного количества этой воды, и образовавшийся пар (вместе с диоксидом углерода и неконденсируемыми газами) поступает из емкости мгновенного испарения питательной воды в первичный конденсатор с воздушным охлаждением.

Из емкости мгновенного испарения питательной воды жидкость дренируется самотеком для питания испарителя Е-5. Многоступенчатая испарительная установка имеет противоточную конструкцию: питательная вода подается на испаритель Е-5 и следует до испарителя Е-1, а пар подается на испаритель Е-1 и следует до испарителя Е-5. В испарителе Е-1 концентрация рассола и температура являются самыми высокими, а в испарителе Е-5 — самыми низкими.

Исследование осадка

Образец осадка был отобран из внутренней части трубопровода, по которому транспортируется упаренная пластовая вода с установки ВПУ-700. Труба изготовлена из стали марки 20А, внутренняя поверхность имеет покрытие АРГОФ-ЭП (эпоксидная двухкомпонентная эмаль) ТУ 2313-001-59729972-2004. Покрытие обладает высокими противокоррозионными свойствами, может эксплуатироваться при температуре не более 180 °С длительное время.

Исходный образец осадка имеет вид удлиненных пластин переменной толщины, на поверхности элементов осадка наблюдаются следы продуктов коррозии и нефтепродуктов, пластины имеют некоторую эластичность, внешний вид осадка представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Внешний вид осадка

Эпоксидная смола является полимером, который устойчив к действию кислот, щелочей и органических растворителей (гексан) в широком интервале температур, но неустойчив к действию окислителей, в том числе гипохлорита натрия, азотной кислоты, а также полярных органических соединений (ацетон).

Исследования осадка сводились к определению устойчивости пластин осадка к действию перечисленных химических соединений с целью идентификации их продуктам отслоений с поверхности трубы.

На первом этапе исследований навески образцов подвергались воздействию соляной кислоты, в которой продукты коррозии растворяются. Исследования проводили при температуре 20°C. Две параллельные пробы осадка (2,3061 г и 1,980 г) были помещены в раствор соляной кислоты (2:1), где выдерживались в течение 1 часа, после чего твердая фаза была профильтрована через фильтр «белая лента», высушена на воздухе и в сушильном шкафу при температуре 105°C, вес осадка уменьшился (2,1388 г и 1,8256 г), потеря веса в среднем составила 7,5%.



- а) пластины помещены в раствор соляной кислоты,
 б) внешний вид пластин после обработки соляной кислотой

Рисунок 2 – Обработка осадка соляной кислотой

При обработке осадка было заметно выделение газа, раствор соляной кислоты приобрел рыжий оттенок, что свидетельствует о присутствии в составе осадка карбонатов щелочноземельных металлов и хлорного железа.

Следовательно, на поверхности пластин присутствуют окислы железа – продукты коррозионного разрушения трубы, возможно присутствие окислов железа вызвано наличием ионов растворенного железа в транспортируемой воде, т.к. на входе в ВПУ-700 допускается содержание ионов железа в ней до 12 мг/дм³.

Для определения количества нефтепродуктов на поверхности твердой фазы навески осадка (2,3232 г и 1,7820 г) были помещены в гексан, нефтепродукты растворились, масса осадка уменьшилась (2,2134 г и 1,6865 г), потеря веса в среднем составила 5 %.

Результаты наблюдений приведены на рисунке 3 и в таблице 2.



- а) пластины помещены в гексан, б) внешний вид пластин после обработки гексаном

Рисунок 3 – Обработка осадка гексаном

После обработки образцов соляной кислотой их поверхность очистилась от продуктов коррозии, после обработки гексаном -от нефтепродуктов; пластичность, форма, толщина пластин не изменились. Поверхность пластин приобрела сероватый цвет, характерный для нанесенного полимерного покрытия.

Таблица 2 - Результаты исследований осадка

№ пробы	Реагент	Вес осадка до обработки, г	Вес осадка после обработки, г	Масса загрязнителя, г	% загрязнений
1	соляная кислота (2:1)	2,3061	2,1388	0,1673	7,25
2	соляная кислота (2:1)	1,9800	1,8256	0,1544	7,80
3	гексан	2,3232	2,2134	0,1098	4,73
4	гексан	1,7820	1,6865	0,0955	5,36

Проведенные исследования показали, что в составе осадка присутствуют растворимые в соляной кислоте химические соединения (окислы железа, карбонаты кальция и магния и др.) в количестве 7,25-7,8 %, а также нефтепродукты в количестве 4,73-5,36%.

Для идентификации состава оставшуюся часть осадка промыли гексаном для удаления нефтепродуктов с его поверхности, высушили, выложив на фильтровальную бумагу под вытяжным шкафом. Внешний вид отмытого гексаном образца представлен на рисунке 4. На поверхности осадка заметно присутствие продуктов коррозии.



Рисунок 4 – Осадок, отмытый гексаном

Обработка осадка

Навески осадка были помещены в химические стаканы с концентрированной азотной кислотой, гипохлоритом натрия и ацетоном, наблюдение за состоянием образцов проводилось в течение длительного времени.

Обработка осадка азотной кислотой

Образцы осадка были помещены в раствор концентрированной азотной кислоты (рисунок 5). Наблюдения проводились каждые 2 часа, в заключении приведены наиболее заметные изменения.

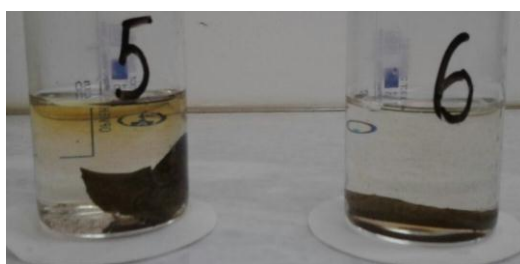
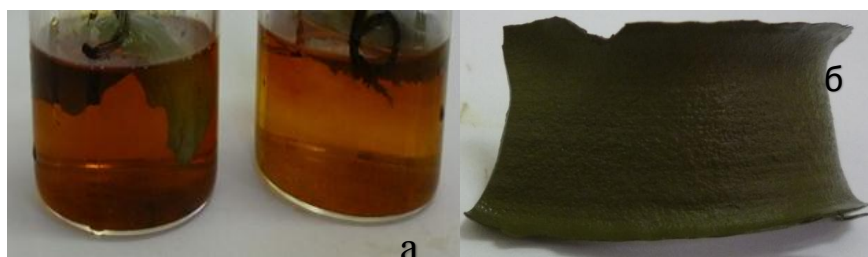


Рисунок 5 – Образцы осадка помещены в раствор концентрированной азотной кислоты

После 4-х часовой обработки образцы были извлечены из раствора кислоты, кислота приобрела светло-коричневый оттенок, боковые поверхности подверглись охрупчиванию, на поверхности образца появились незначительные бугорки (вспучивание), цвет образца перешел в черный (рисунок 6).



а) пластины помещены в раствор азотной кислоты,

б) внешний вид пластин после обработки азотной кислотой

Рисунок 6 – Образцы находятся в растворе концентрированной азотной кислоты 4 часа

Дальнейшие наблюдения показали постепенное разрушение образцов, после 6-ти часового воздействия образцы размягчились и всплыли на поверхность (рисунок 7).



Рисунок 7 – Внешний вид пластин после 6 часовой обработки азотной кислотой

После 24-часового воздействия образцы приобрели эластичность, при надавливании на поверхность образца стеклянной палочкой остаётся вмятина, при сгибании пинцетом образец не ломается (рисунок 8).



Рисунок 8 – Внешний вид пластин после 24 часов обработки азотной кислотой
 Через 4 суток обработки азотной кислотой образцы разрушились полностью.
Обработка осадка раствором гипохлорита натрия.
 Образцы осадка были помещены в раствор гипохлорита натрия (рисунок 10).

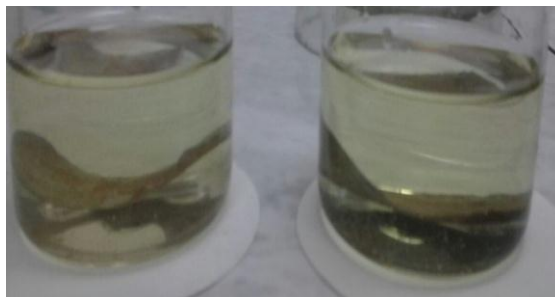
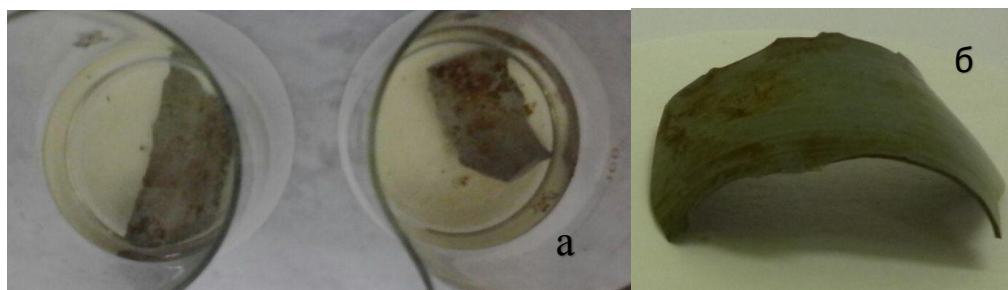


Рисунок 10 – Образцы осадка помещены в раствор гипохлорита натрия

Наблюдения проводились аналогично опыту с азотной кислотой. После 4-х часовой обработки с поверхности образцов отслоились частицы рыжего налета-гидроокиси железа, и поднялись на поверхность, рыжий налет остается на фильтре при просушивании образца (рисунок 11).



а) пластины помещены в раствор гипохлорита натрия,
 б) внешний вид пластины после обработки гипохлоритом натрия

Рисунок 11 – Образцы осадка находятся в растворе гипохлорита натрия 6 часов

После 8-ми часовой обработки образцы приобретают пластичность, видимых нарушений поверхности не наблюдается (рисунок 12).



Рисунок 12 – Внешний вид пластин после обработки гипохлоритом натрия 8 часов

После 24-часового воздействия образцы распрямились, приобрели эластичность, разрушения структуры не наблюдалось (рисунок 13).



- а) пластины помещены в раствор гипохлорита натрия,
 б) внешний вид пластин после обработки гипохлоритом натрия

Рисунок 13 – Образцы осадка находятся в растворе гипохлорита натрия 24 часа

Обработка осадка ацетоном

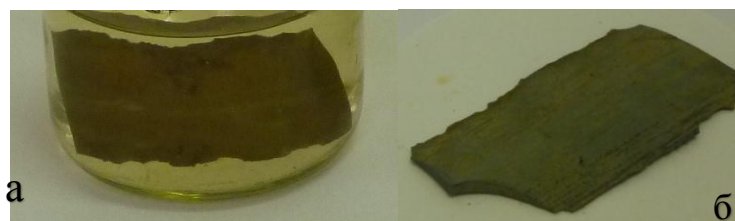
Образцы осадка были помещены в химический стакан с ацетоном (рисунок 14). Наблюдения проводились аналогично опыту с азотной кислотой и гипохлоритом натрия.



Рисунок 14 – Образцы осадка помещены химические стаканы с ацетоном

После 2-х часовой обработки размягчились края образцов, после 4-х часовой обработки размягченные края приняли вид окантовки

Через 12 часов воздействия ацетона образцы выпрямились, появилась хрупкость (рисунок 15)



- а) пластина помещены в раствор ацетона, б) внешний вид пластины после обработки ацетоном

Рисунок 15 – Образцы осадка находятся в ацетоне 12 часов

После 24 часов нахождения образцов в ацетоне на поверхности образцов появились трещины, при надавливании стеклянной палочкой на поверхности образца не остается следа, при сгибании образца отламываются фрагменты, что говорит о потере эластичности (Рисунок 16).



- а) появление трещины на поверхности пластины после обработки ацетоном,
 б) воздействие стеклянной палочки на поверхность пластины

Рисунок 16 – Образцы, находящиеся в ацетоне 24 часа

Выводы:

1. В составе осадка, представленного для исследований, присутствуют растворимые в соляной кислоте химические соединения* (продукты коррозии, карбонаты щелочноземельных металлов и др.) до 7,8% и нефтепродукты до 5,36% весовых. Разрушения основной массы осадка не отмечено.

2. Представленные образцы в течение суток были обработаны концентрированной азотной кислотой, гипохлоритом натрия и ацетоном.

2.1. Под воздействием азотной кислоты материал приобретает эластичность, на поверхности образуются вздутия, через 4 суток материал полностью разрушился.

2.2. Под воздействием гипохлорита натрия разрушения структуры материала не наблюдалось, эластичность материала увеличилась в меньшей степени, чем при воздействии азотной кислоты.

2.3. Под воздействием ацетона материал стал хрупким, на поверхности образовались трещины, при механическом воздействии материал ломается, что говорит о разрушении структуры.

3. Проведенные исследования позволяют сделать вывод о том, что осадок представляет собой продукт отслоения эпоксидного покрытия с поверхности трубы.

Итоговый вывод: после проведенных исследований было выявлено что, используемые элементы подходят для очистки труб, для наилучшего очистки трубопровода от осадка рекомендуется увеличить время выдержки очистительной смеси в трубопроводе или увеличить кислотность среды путем увеличения концентрации соляной кислоты.

Библиографический список:

1. Водоподготовительная установка ВПУ-700 [Электронный ресурс]. - [exportpressrelease\(lukoil.ru\)](http://exportpressrelease(lukoil.ru)) (10.09.2021).

УДК 622.323

Влияние асфальтосмолистых веществ на разделение нефтяных эмульсий

Мустафаева Г.Р.

Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности, г. Баку

Современное состояние добычи нефти в мире характеризуется увеличением доли тяжёлых нефтей и природных битумов. Высокая вязкость и плотность, повышенное содержание высокомолекулярных компонентов существенно затрудняют процессы добычи, промышленной подготовки, транспортировки и переработки такого углеводородного сырья. Сегодня, многие месторождения находятся на поздней стадии разработки, которые характеризуются значительным ухудшением структуры, непрерывным увеличением доли трудноизвлекаемых запасов, обводнением продукции скважин. В целях стабилизации добычи на этой стадии применяются разные методы интенсивного воздействия на пласт, что приводит к повышению коррозионной активности добываемой жидкости, выносу из пласта механических примесей. При этом происходит формирование осложнённых водонефтяных эмульсий, затрудняющих подготовку нефти, приводящих к образованию устойчивых эмульсий в промежуточных слоях отстойного оборудования, что вызывает срывы в работе установок.

Основными факторами, которые повышают устойчивость эмульсий являются механические примеси, ассоциированные с асфальтосмолистыми и парафиновыми компонентами. Данные компоненты приводят к формированию стойких эмульсий, что приводит к нарушению технологического режима, ухудшению качества подготовленной нефти и дренируемых пластовых вод, понижает надёжность работы системы регулирования границы раздела фаз. При этом, возникает необходимость осуществлять сброс (подрезку) промежуточных слоев из аппаратов подготовки нефти, что является основным источником формирования ловушечных эмульсий на установках подготовки нефти.

Отдельные компоненты нефти воздействуют на устойчивость эмульсии неодинаково [1]. Вклад парафинового компонента в устойчивость эмульсии, для которого характерен удельный расход деэмульгатора, приблизительно на порядок (7-9 раз) выше, чем асфальтосмолистого. Парафиновый компонент стабилизатора представляет собой строительный материал, придающий защитным оболочкам на каплях эмульгированной воды высокую сопротивляемость действию реагента. Асфальтосмолистый компонент является необходимой составной частью защитной оболочки, обеспечивающий прочные контакты частиц парафинового компонента, как

между собой, так и с водной поверхностью капли. В стабилизации нефтяных эмульсий при высоких температурах значительную роль представляют асфальтосмолистые компоненты. Тогда, парафиновые составляющие нефти, находящиеся в растворенном состоянии, не будут являться важными факторами в образовании нефтяных эмульсий, тогда как при низких температурах роль парафина в стабилизации эмульсий будет основной [2].

Процессы разделения нефтяных эмульсий являются важным этапом для очистки сырой нефти от воды, минеральных солей и различных сопутствующих примесей, содержащихся в нефти, с целью подготовки ее к переработке. Теоретическим и экспериментальным исследованиям механизма образования, стабилизации и разрушения нефтяных эмульсий, как гетерогенных сред, посвящен ряд работ [3,4], хотя многие проблемы, связанные с явлениями, протекающими на границе раздела нефть-вода, с коалесценцией и дроблением капель воды, расслоением и осаждением не нашли своего корректного решения. Не менее важными факторами, влияющими на эффективность разделения нефтяных эмульсий, являются условия утончения, разрыва межфазной пленки и скорость коалесценции, связанная с разрушением адсорбированной пленки асфальтосмолистых веществ на поверхности капель, с участием деэмульгаторов. В данном исследовании будет рассматриваться влияние содержания асфальтосмолистых веществ на образование адсорбционных пленок на поверхности капель воды.

В нефтяных эмульсиях отмечается взаимодействие жидкой диспергированной фазы воды с твердыми асфальтеновыми частицами, при котором происходит взаимодействие между нефтяными эмульсиями и суспензиями. Структурно-механическая устойчивость эмульсионных систем связана с образованием на границе раздела «нефть-вода» адсорбционных слоев, состоящих из асфальтенов, смол, парафинов, минеральных солей и твердых частиц, то есть из естественных ПАВ. Установлено, что к образованию самой оболочки приводят металл парафиновые комплексы, а повышению прочности оболочек-твердые частицы (песок, глина, известняк и др.) [2,4]. По анализу состава этих оболочек на поверхности капель воды сырой нефти различных месторождений можно сказать, что основными стабилизаторами являются асфальтены и смолы, в состав которых входят высокоплавкие парафины и неорганические механические примеси. Структура, состав и физико-химические свойства асфальтенов представляют собой очень сложные соединения. Образование и формирование адсорбционного слоя на поверхности капель воды с упругими и вязкостными свойствами способствуют стабилизации нефтяных эмульсий. Следовательно, стабильность нефтяных эмульсий является результатом физического барьера, препятствующего разрыву пленки, когда энергия столкновения между каплями недостаточна для разрушения адсорбционного слоя. Механизм образования адсорбционных пленок на поверхности определяется следующими стадиями:

а) диффузионный перенос массы вещества (асфальтенов) из объема нефти к поверхности капель воды в пограничном слое описывается уравнением вида

$$V_r \frac{\partial C}{\partial r} + \frac{V_\theta}{r} \frac{\partial C}{\partial \theta} = D \frac{\partial^2 C}{\partial r^2}$$

где C - концентрация асфальтосмолистых веществ, диффундирующих к поверхности, капли воды,

D - коэффициент молекулярной диффузии,

C -концентрация компонента,

V_r -поперечная скорость турбулентной диффузии,

r - радиус частицы,

θ –параметр, характеризующий отношение скорости осаждения к скорости диффузионного процесса.

Решение этого уравнения при введении сложных преобразований и допущений с краевыми условиями

$$r \rightarrow \infty, C = C_0, \quad r = a, \quad C = C_s$$

представляется в виде [3]

$$C = \frac{2(C_0 - C_s)}{\sqrt{\pi}} \int_0^z \exp(-z^2) dz + C_s$$

$$N = \frac{aV_0 \sin^2 \theta y}{2\sqrt{DV_0 a^3} (2/3 - \cos \theta + \cos^3 \theta / 3)},$$

Плотность диффузионного потока на поверхность капли определяется из следующего выражения

$$J = D \left(\frac{\partial C}{\partial y} \right) \Big|_{y \rightarrow 0} = \left(\frac{DV_0}{a} \right)^{1/2} \sqrt{\frac{3}{\pi} \frac{(1 + \cos \theta)^2}{2 + \cos \theta}} (C_0 - C_s) \quad (1)$$

J - плотность диффузионного потока, V_0 - значение скорости на поверхности капли, y - расстояние до поверхности капли воды, z обозначает $gradP$.

Из этого выражения следует, что плотность диффузионного потока пропорциональна корню квадратному из скорости потока жидкости (нефти) на поверхности капли и обратно пропорциональна корню из размера капли. Таким образом, с ростом размеров капель воды диффузионный поток на ее поверхность уменьшается, причем, распределение концентрации асфальтосмолистых веществ на поверхности зависит от угла θ , т.е. является неравномерным. При $\theta = 0$, из этого выражения получим максимальное значение плотности диффузионного потока на поверхность капли в виде

$$J = \left(\frac{2DV_0}{\pi a} \right)^{1/2}$$

Поток массы на поверхность движущейся капли за единицу времени для малых чисел $Re = \frac{Ua_r}{\nu_c} \ll 1$ можно определить следующим образом

$$I = 2\pi a^2 \int_0^\pi J \sin \theta d\theta$$

d -твердая частица

Выразив скорость на поверхности капли в виде $V_0 = \frac{\eta_c}{2} \frac{U}{\eta_c + \eta_d}$, окончательно получим

$$I = \sqrt{\frac{4\pi}{3}} \left[\frac{D}{a_r} \frac{\eta_c}{\eta_c + \eta_d} \right]^{1/2} a_r^2 \Delta C \sqrt{U} \quad (2)$$

где η_c, η_d - вязкость среды и капли,

D - коэффициент молекулярной диффузии частиц, $\Delta C = C_0 - C_s$, C_0, C_s - содержание асфальтенов и смол в объеме и на поверхности, U - скорость движения капли.

Коэффициент массоотдачи определится с использованием уравнения

$$Sh = \frac{Ia}{4\pi a^2 D (C_0 - C_s)} = \frac{2}{\sqrt{6\pi}} Sc^{1/2} Re^{1/2} \left(\frac{\eta_c}{\eta_c + \eta_d} \right)^{1/2}$$

Sh - критерий подобия для массообмена, равный отношению конвективного переноса к диффузии.

Выражение для оценки коэффициента массоотдачи действительно для случая $Re \ll 1$. При больших значениях числа Re выражение может привести к большим ошибкам, поскольку, капля деформируется и теряет свою сферичность. Предложив, что изменение массы сферической капли в результате образования адсорбционного слоя определяется, как $\frac{dm}{dt} = I$

и $m = \frac{4\pi}{3} \pi \rho_a \left[(R + \Delta)^3 - R^3 \right] \approx 4\pi R^2 \Delta \rho_a$, $\Delta \ll R$, толщину слоя определим в виде

$$\frac{\Delta}{a_r} = 0.65 \left[\frac{1}{Pe} \frac{1}{1+\gamma} \right]^{1/2} \frac{\Delta C}{\rho_a} St \quad (3)$$

где Δ – толщина адсорбционного слоя, $\gamma = \frac{\eta_a}{\eta_c}$ подвижность поверхности капли, для нефтяной эмульсии эта величина очень мала $\gamma \approx 0.04$, $Pe = \frac{U a_r}{D}$ – число Пекле, $St = \frac{U t}{a_r}$ – число

Струхала, ρ_a – плотность адсорбированного слоя, a_r – средний размер капель воды. Из уравнения следует, что толщина адсорбированного слоя зависит от коэффициента диффузии частиц асфальтенов к поверхности капли, размера и подвижности поверхности капель и от концентрации асфальтенов в объеме потока. Для значений $Pe = 10^4 - 10^5$

($D \approx 10^{-10} - 10^{-9} \text{ м}^2/\text{с}$), $\gamma = 0.8$, $\Delta C/\rho_a \approx 10^{-5}$, $St = 10^4 - 10^5$ из уравнения оценим $\Delta/a_r \approx 0.1 - 0.15$. Большие значения числа Pe , являющиеся следствием малых величин коэффициента диффузии частиц в жидкости, в некоторых случаях определяют преобладанием конвективного переноса вещества над диффузионным. Дальнейшее уплотнение адсорбционного слоя под действием внешних возмущений и химических превращений способствуют увеличению плотности слоя и «старению» эмульсий. Несмотря на незначительную толщину адсорбционного слоя по сравнению с размером капли, их прочность на поверхности капель для различных нефтей колеблется в пределах $0.5 - 1.1 \text{ Н}/\text{м}^2$.

б) адсорбция вещества на поверхности капель;

в) десорбция и разрушение адсорбционного слоя с участием поверхностно-активных веществ (ПАВ). Если скорость адсорбции и десорбции мала по сравнению со скоростью подачи вещества к поверхности капли, то процесс образования адсорбционного слоя лимитируется процессами адсорбции и десорбции. Предположим, что концентрация адсорбированного вещества в объеме обозначена C_0 , а на поверхности Γ . По аналогии с выводом уравнения Лэнгмюра, если скорость адсорбции вещества на поверхности капли равна $W_A = \beta C_0 \left(1 - \frac{\Gamma}{\Gamma_\infty}\right)$, а скорость десорбции равна $W_D = \alpha \Gamma$, то в равновесном состоянии ($W_A = W_D$) и в результате имеем

$$\Gamma = \frac{K C_0}{1 + K_0 C_0} \quad (4)$$

где α, β – некоторые постоянные, зависящие от температуры, $K = \beta/\alpha$, $K_0 = \beta/\alpha \Gamma_\infty$, Γ_∞ – максимальное насыщение поверхности капли. Уравнение (4) хорошо согласуется со многими экспериментальными данными для нефтей различного месторождения. На рис.1 представлены изотермы адсорбции ($T=40^\circ\text{C}$) асфальтенов на поверхности капель воды [5] для Северо-Кавказских нефтей и расчетные значения по уравнению (4), где $K = 55, K_0 = 0.5$.

Для разрушения адсорбционных пленок в объеме потока используют различные деэмульгаторы (ПАВ), характеризующиеся высокой поверхностной активностью при адсорбции. Механизм разрушения адсорбционных пленок состоит в диффузионном переносе деэмульгатора к поверхности пленки с дальнейшей адсорбцией и проникновением в объем пленки, что способствует образованию дефектов и трещин в ее структуре, изменению поверхностного натяжения и снижению прочностных свойств. В результате качественно меняются реологические свойства пленок на границе раздела «нефть-вода». Дальнейшее разделение нефтяных эмульсий определяется частотой столкновения капель, их фиксированием на поверхности, утончением и разрывом межфазной пленки.

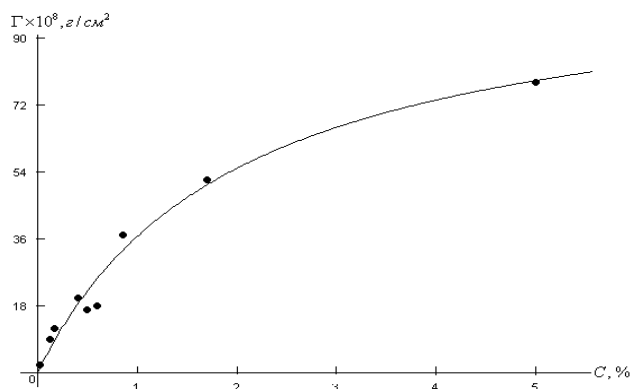


Рисунок 1 - Зависимость концентрации адсорбированного вещества на поверхности от концентрации асфальтенов (точки – эксперимент [5])

Как уже говорилось выше, отдельные методы разделения водонефтяных эмульсий редко используются обособленно, а чаще комбинируются с целью повышения общей эффективности процесса разделения. Химикатами, электрическим полем или иным воздействием разрушается устойчивая мелкодисперсная эмульсия, и вся система переводится в нестабильное состояние, после чего проводят непосредственно расслоение фаз при помощи простого гравитационного отстаивания, которое, тем не менее, также может быть интенсифицировано сторонними способами.

Критическая потребность в получении высококачественной нефти заставляет науку и технику постоянно улучшать и модернизировать широко используемые методы разделения водонефтяных эмульсий, а также искать новые способы и подходы к решению проблемы обезвоживания нефти.

Библиографический список:

1. Борисов.С.И. Роль отдельных компонентов высокомолекулярной части нефти в стабилизации нефтяных эмульсий//Нефтепромысловое дело. –Вып.26. -1975.
2. Позднышев Г.Н. Стабилизация и разрушение нефтяных эмульсий. М.: Недра, 1982, 221с.
3. Келбалиев Г.И., Расулов С.Р., Тагиев Д.Б., Мустафаева Г.Р. Механика и реология нефтяных дисперсных систем: Монография – М.: Маска, 2017. – 462 с.
4. Тронов В.П., Разрушение эмульсий при добыче нефти. М.: Недра, .1974.
5. Ермаков С.А., Мордвинов А.А. О влиянии асфальтенов на устойчивость водонефтяных эмульсий // Нефтегазовое дело,2007, №1, с.1-9

УДК: 622.646. 22

Определение характеристик прочности и долговечности традиционными методами

Рагимова М.С., Намазова Г.И., Рзаева Х.

Азербайджанский Государственный Университет Нефти и Промышленности, г. Баку

Введение: В машиностроении среди герметичных соединений без прокладочных материалов в основном применяются металл-металлические соединения. Герметичность обеспечивается за счет контакта микропрофиля уплотняемых поверхностей. Степень негерметичности зависит от качества и свойств сопрягаемых поверхности и методов обработки сопрягаемых поверхностей. При этом фактический контакт между металлическими поверхностями сопряженных деталей при наиболее тщательной обработке не превышает 25-35%. Задача обеспечения заданного уровня герметичности путем моделирования определенного профиля поверхности решается в следующем порядке: сначала определяются параметры поверхностного слоя сопрягаемых деталей, которые обеспечат заданное значение герметичности, затем назначаются режимы обработки, обеспечивающие необходимые параметры поверхности [1].

Результаты: Такой метод позволяет обеспечить необходимый уровень герметичности уже на стадии проектирования изделия. Однако в автомобилестроении при герметизации неподвижных разъемных соединений чаще всего используются прокладочные элементы. Их задача – заполнить микронеровности уплотняемых поверхностей за счет собственных упругопластических деформаций и перекрыть, таким образом, каналы, по которым происходит утечка рабочих сред. Уплотнения изготавливаются из металлов и неметаллических материалов. Общепринятой классификации уплотнительных элементов не существует в виду исключительного многообразия уплотнений. Чаще всего их классифицируют в соответствии с принципами действия и отраслевой принадлежностью [4].

Постепенное вытеснение традиционных уплотнительных материалов полимерными «жидкими прокладками» связано со многими причинами. Это высокотехнологичные материалы, химически стойкие к современным агрессивным топливам и маслам, обладающие практически нулевой проницаемостью для газов. Они обеспечивают высокую конструкционную прочность для многих соединений. Препятствуют отвинчиванию резьбовых соединений, избавляя от необходимости устанавливать стопорные шайбы, что в конечном итоге снижает массу автомобилей. Резиноподобные силиконовые прокладки заменяют резиновые кольцевые и вырубные, поскольку меньше подвержены старению, легко наносятся на наклонные и вертикальные поверхности.

Материалы и методы: Как известно, для определения характеристик прочности и долговечности традиционными методами проводят испытания партии идентичных объектов, снижая напряжение для каждого следующего объекта до тех пор, пока долговечность не достигнет базы. Наибольшее напряжение, при котором долговечность объекта достигает базы и теоретически становится неопределенно большой, с некоторой вероятностью определяет предел выносливости испытанных объектов. Заметим при этом, что в классической схеме испытаний заложено предположение о достаточно высокой идентичности объектов, т. е. об отсутствии заметного рассеяния их свойств. Иначе нужно было бы отвергнуть уже упоминавшееся положение о том, что испытания в условиях реального рассеяния двух объектов, из которого один разрушился, не выработав базу, а другой не разрушился, могут дать лишь грубое представление о пределе выносливости [2,3,5].

Одной из важных проблем современной техники является создание конструкционных материалов, способных надежно работать длительное время в эксплуатационных условиях, в том числе в коррозионных средах.

В эксплуатации конструкция подвергается статическим или изменяющимся во времени нагрузкам при одновременном действии различных поверхностно-активных и коррозионно-агрессивных рабочих сред. Если учесть, что в реальной конструкции неизбежны концентраторы напряжений в виде отверстий, выточек, пазов и т.д., а также различного происхождения трещины, то для оценки работоспособности материала в заданных условиях его эксплуатации существенное значение имеют данные о сопротивлении материала развитию в нем трещины как наиболее опасного концентратора напряжений. Разрушение материала в результате распространения в нем трещины – хрупкое разрушение – происходит обычно без заметной макропластической деформации и наступает неожиданно, что особенно опасно [4].

Известно, что современные конструкции испытывают воздействие остаточных напряжений, являющихся результатом технологических процессов (в том числе сварки) изготовления, причем уровень таких напряжений достигает $(0,5-1,0) \sigma_{0,2}$, где $\sigma_{0,2}$ – предел текучести. Переменные нагрузки вместе с остаточными напряжениями приводят к реальному нагружению конструкции с различной асимметрией цикла.

Эксплуатационные факторы могут существенно влиять на зарождение трещины и ее развитие, что определяет долговечность и работоспособность конструкции.

Обычно найденный по классической схеме предел выносливости для партии объектов принимают за средневероятный. Конечно, при малом числе наблюдений эта оценка условна. Чтобы иметь представление о рассеянии предела выносливости, в настоящее время прибегают к массовым испытаниям на уровнях напряжений, приближающихся к пределу выносливости. Согласно методу «вверх-вниз» испытывают несколько десятков объектов, повышая или

понижая на некоторую величину напряжение для следующего объекта в зависимости от того, разрушился или не разрушился предыдущий. С учетом числа разрушившихся и не разрушившихся объектов подсчитываются среднее значение и среднее квадратическое отклонение предела выносливости в предположении, что его распределение подчиняется нормальному закону.

Для традиционных испытаний характерны два обстоятельства.

Во-первых, опытное определение предела выносливости невозможно по одному объекту, а предполагает испытания нескольких объектов. В статистической постановке их число должно быть довольно значительным. Суммарная долговечность всех испытанных для построения кривой усталости объектов насчитывает десятки, а то и сотни миллионов циклов. Следовательно, эти испытания длительны и дороги.

Во-вторых, найденный в ходе таких испытаний предел выносливости, как уже отмечалось, характеризует группу объектов, а не каждый из них в отдельности, т. е. не является индивидуальным.

Представляется вполне логичным, что в настоящее время спор может идти не о том, стоит или не стоит практиковать сокращенные испытания взамен традиционных, а лишь о том, какой из видов сокращенных испытаний можно применить с наибольшим эффектом. Очевидно, из всех видов сокращенных испытаний должны быть отобраны те, которые применимы для испытаний Натурных объектов и в случаях, когда в наличии может быть только один объект.

Таким образом, все три метода стали пригодными для определения индивидуальных свойств разнообразных объектов, причем с более высокой точностью, чем допустимая для сокращенных испытаний. По показателю разрешающей способности они превзошли традиционные испытания, а по точности сравнялись с ними. Это открывает перспективу для практического применения этих методов в самых ответственных случаях.

Из методов ускоренной оценки характеристик усталости материалов и натуральных деталей, основанных на нагружении с увеличивающейся интенсивностью, наиболее простым по способу обработки результатов опытов является метод. Сущность его состоит в том, что объект подвергается действию плавно возрастающей нагрузки от некоторого начального напряжения σ_1 вплоть до разрушения при разрушающем напряжении σ_p ар. Последнее фиксируется в момент разрушения объекта и служит информацией для суждения о пределе выносливости.

Отношение $c = \frac{\sigma_p}{\sigma_R}$ принималось независимым от материала и конструктивных особенностей

объекта, а зависящим только от скорости роста напряжения $\alpha = \frac{d\sigma}{dn}$, где $d\sigma$ и dn –

приращения напряжений и числа циклов за элементарный отрезок времени. При постоянной скорости роста напряжения $\alpha = \frac{(\sigma_p - \sigma_1)}{n_c}$, где n_c – суммарная наработка (суммарное число

циклов) объекта за время его испытания. Таким образом, найдя из опыта разрушающее напряжение σ_p по известному для данной скорости α отношению c_0 определялся предел выносливости в единственном опыте [1, 2].

Долговечность объекта на уровне $\sigma_i > \sigma_B$ дает представление об его индивидуальных свойствах, но усечено, только на том уровне, на котором объект испытывался, а не во всем интервале напряжений, т. е. не характеризует кривую усталости в целом, которую можно было бы назвать индивидуальной. Между тем в практике нередко встречаются случаи (в частности, при экспертизе аварий), когда по данным эксплуатации именно одного объекта важно выявить причины разрушения.

Как видно, традиционные испытания, имеющие большую длительность и высокую стоимость, отличаются малой информативностью и не дают ответа на важнейшие вопросы.

По этим соображениям все более настоятельным становятся отказ от традиционных испытаний и замена их более производительными, экономичными и информативными кратковременными (по сравнению с традиционными) или ускоренными испытаниями.

Распространено мнение, что определение характеристик усталости натуральных объектов с помощью того или иного вида кратковременных испытаний не может гарантировать достаточную точность. Ошибка в определении предела выносливости примерно 12%, довольно заметная, признана приемлемой для таких испытаний. Между тем эта ошибка при более строгом подходе к постановке и обоснованию испытаний наверняка будет меньше указанной.

Результаты единичных наблюдений нередко сравнивают с результатами традиционных испытаний, которые, как выше отмечалось, являются осредненными для группы объектов. Однако свойства отдельных объектов весьма существенно могут отличаться от средних. Поэтому сравнивать их со средними некорректно. Для оценки точности определения предела выносливости путем кратковременных испытаний нужно сравнивать средние со средними. Естественно, устойчивые средние могут быть получены только при достаточном числе наблюдений как при традиционных, так и при кратковременных испытаниях. Отклонение индивидуальных характеристик от средних будет показывать лишь, сколь различны свойства отдельных внешне идентичных объектов.

Выводы: Конструкционные материалы основное сырье промышленности и прежде всего машиностроения.

Библиографический список:

1. Ильский А.Л., Миронов Ю.В., Чернобыльский А.Г. Расчет и конструирование бурового оборудования. М., «Недра», 1985, 452 с.
2. Вишняков Я.Д., Пискарев В.Д. Управление остаточными напряжениями в металлах и сплавах. – М.: Металлургия, 1989. – 254 с.
3. Партон В.З., Перлин П.И. Методы математической теории упругости. М.: Наука. 1981.-688 с.
4. Analysis of cylindrical shells article 4-2, section VIII-division 2, copyric-4 t. American society of Mechanical Engineers Incensed by. Information Handling Services, 2001
5. Sass, Ch Boucher, A. Lither Dibbles Taschenbuch für den Maschinenbau Berlin, Heidelberg, 1961.

УДК 624.042

Прочностная оценка газопровода с трещиноподобным дефектом

Савич В.Л.¹, Малинин В.Г.^{1,2}, Крючков С.В.¹

1 - Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

2 – Орловский государственный аграрный университет им. Н.В. Парахина, г. Орел

В процессе эксплуатации различных видов газопроводов происходят процессы накопления различных видов дефектов, связанных как с изменением механических свойств металла, так и разрушением целостности структуры.

Согласно многочисленным исследованиям [1,3,5] одним из распространенных видов дефектов для рассматриваемого объекта является трещина, причинами развития которой являются многочисленные факторы: от условий эксплуатации, геометрии расположения до климатических факторов.

Для наземных газопроводов наиболее распространенными видами дефектов являются поверхностные трещины, ориентированные вдоль оси трубопровода, которые вызываются действием внутреннего давления, создающее растягивающие напряжения, что подтверждается анализами причин отказов [1,3,5].

Одной из основных задач при эксплуатации газопроводов является их прочностная оценка с целью установления его ресурсоспособности.

В рамках прочностных расчетов необходимо учитывать не только классические подходы механики разрушения, но и сложное напряженное состояние в области расположения трещиноподобного дефекта, который образовался вследствие многочисленных факторов на структурном уровне и получил дальнейшее развитие вследствие динамики волновых процессов на различных масштабных уровнях под влиянием действия внешнего силового фактора [2].

В механике разрушения трещиноподобные дефекты оцениваются с помощью коэффициентов интенсивности напряжений.

При рассмотрении поставленной задачи, связанной с прочностной оценкой газопровода, содержащего несквозную трещину малой глубины, за основу принимаются два вида коэффициентов интенсивности напряжений: первый непосредственно описывает формируемые напряжения в области макроконцентратора K_1 ; второй связан с процессами вязкого разрушения на структурном уровне материала K_{1c} .

При сопоставлении указанных коэффициентов оценивается **возможность разрушения** рассматриваемой конструкции, которая математически может быть представлена в виде:

$$K_{1c} - K_1 = y < 0. \quad (1)$$

Первый коэффициент интенсивности напряжений определяется с использованием законов классической механики.

В случае трещин малой глубины указанный параметр доктором наук В.И. Кучерявым предлагается использовать формулу [3,5]

$$K_1 = 1,12\sigma_{max}\sqrt{\pi l}. \quad (2)$$

Здесь σ_{max} – максимальные окружные напряжения в стенках газопровода;

l – длина трещины;

Окружные напряжения для газопровода определяется по формуле:

$$\sigma_{max} = \frac{p}{2h}D. \quad (3)$$

С учетом формулы (3), уравнение (2) примет вид:

$$K_1 = 1,12 \frac{p}{2h} D \sqrt{\pi l}, \quad (4)$$

где p – рабочее давление в газопровode; D – внешний диаметр; h – толщина стенки.

С другой стороны первый коэффициент интенсивности напряжений можно определить, базируясь на структурно-аналитической теории прочности и численных методах физики прочности материалов [2].

$$K_1 = f(J) \frac{p}{2h} d \sqrt{\frac{\pi b}{1 + 1,4 \left(\frac{b}{0,5l}\right)^2}}, \quad (5)$$

$$f(J) = \frac{2h}{d} \frac{d^2}{D^2 - d^2} \left[2 \left(J_0 + \frac{2b}{D} J_1 \right) \right],$$

здесь: b – глубина погружения несквозной трещины; J_i – комплексный энергетический критерий напряженного состояния в упругой (J_0) и пластической (J_1) областях (рисунок 1).

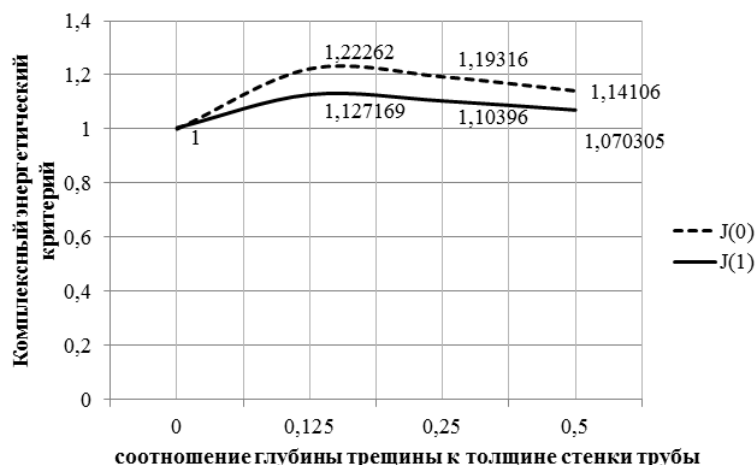


Рисунок 1 – Комплексный энергетический критерий напряженного состояния

Вследствие того, что рассматриваемый объект подвергается многочисленным случайным воздействиям, в том числе и изменениям рабочего давления перекачки газа, для оценки коэффициентов интенсивности напряжений следует применять вероятностные методы [4].

В рассматриваемой работе предполагается использовать однофакторный параметр случайной величины в виде рабочего давления перекачки газа, выборка которого подчиняется нормальному закону распределения и представлена в таблице 1.

Для каждого показателя давления определяются коэффициенты интенсивности напряжений по формулам (4)-(5), результаты расчетов которых представлены в таблице 2.

Все расчеты выполнены с применением пакета Microsoft Office-2007 при следующих параметрах макроконцентратора: длина трещины - 0,01 м; толщина стенки - 0,016 м; внешний диаметр - 1,42 м; глубина трещины - 0,002 м.

Глубина трещины была принята с учетом экспериментальных результатов при статическом испытании образцов на растяжении, содержащих указанный дефект, которые были проведены кандидатами наук Савичем В.Л., Борейко Д.А. в Ухтинском государственном техническом университете (2019-2020 гг.). В результате было установлено, что при незначительных параметрах длины и глубины трещины (до 2 мм) диаграммы испытаний практически не отличаются от диаграммы испытаний стандартных образцов.

Таблица 1 – Выборка рабочего давления перекачки газа

№ п/п	p_i	№ п/п	p_i	№ п/п	p_i
1	5,54	1	6,08	1	5,65
2	5,03	2	6,81	2	6,47
3	6,52	3	5,17	3	4,57
4	5,91	4	4,53	4	6,46
5	4,36	5	5,78	5	6,56
6	6,39	6	6,14	6	5,19
7	6,26	7	4,24	7	6,05
8	6,22	8	5,28	8	5,98
9	5,11	9	5,76	9	6,71
0	5,21	0	6,47	0	5,67
1	5,94	1	4,97	1	4,87
2	5,99	2	5,64	2	6,09
3	5,87	3	5,71	3	5,06
4	4,79	4	6,21	4	5,59
5	5,22	5	4,43	5	6,58
6	6,26	6	6,82	6	6,57
7	4,2	7	4,8	7	6,04
8	6,54	8	4,41	8	5,82
9	6,26	9	6,28	9	5,11
0	6,56	0	5,04	0	6,74
1	6,64	1	6,02	1	6,55
2	5,09	2	5,06	2	5,5
3	4,62	3	4,52	3	6,08
4	5,87	4	5,01	4	4,86
5	6,75	5	5,19	5	4,35
6	6,26	6	6,63	6	5,86
7	6,46	7	4,52	7	4,38
8	5,68	8	4,71	8	4,82
9	5,13	9	4,98	9	6,09
0	6,13	0	6,58	0	6,09

Выбор указанной глубины можно реально оценивать как второстепенный фактор, что позволяет при вероятностно-детерминированном подходе оценить коэффициенты интенсивности напряжений, с одной стороны предложенный доктором наук Кучерявым В.И., с другой – структурно-аналитической теорией прочности. В первом варианте (K_1^k) не учитывается глубина трещина, во втором (K_1^m) – соответственно учитывается.

Данные, представленные в таблице 2, были обработаны стандартными методами статистики, заложенные в пакете Microsoft Office Excel-2007, и для различия рассматриваемых коэффициентов специально введены верхние индексы для последующих математических операций.

Таблица 2 – Результаты расчетов коэффициентов интенсивности напряжений

Классический вариант				Вариант от САТП			
№ п/п	K_1	K_1	K_1	№ п/п	K_1	K_1	K_1
1	48,75	53,56	49,75	1	44,024	48,37	44,93
2	44,34	59,95	56,99	2	40,04	54,13	51,46
3	57,45	45,5	40,26	3	51,881	41,09	36,36
4	52,05	39,89	56,92	4	47,002	36,02	51,4
5	38,36	50,94	57,73	5	34,639	46	52,13
6	56,31	54,08	45,68	6	50,851	48,84	41,25
7	55,09	37,33	53,31	7	49,749	33,71	48,14
8	54,76	46,54	52,65	8	49,449	42,03	47,55
9	45,03	50,73	59,09	9	40,66	45,81	53,36
10	45,84	56,98	49,95	10	41,398	51,45	45,11
1	52,33	43,75	42,88	1	47,252	39,51	38,72
2	52,8	49,7	53,67	2	47,675	44,88	48,46
3	51,73	50,26	44,57	3	46,712	45,39	40,25
4	42,22	54,71	49,23	4	38,128	49,4	44,45
5	46,01	39,04	57,95	5	41,551	35,25	52,33
6	55,13	60,05	57,82	6	49,785	54,23	52,21
7	36,96	42,3	53,21	7	33,38	38,2	48,05
8	57,61	38,84	51,28	8	52,025	35,08	46,31
9	55,09	55,33	44,98	9	49,748	49,96	40,62
10	57,8	44,42	59,33	10	52,198	40,11	53,57
1	58,48	53,05	57,73	1	52,805	47,91	52,13
2	44,78	44,57	48,44	2	40,439	40,25	43,74
3	40,7	39,79	53,58	3	36,756	35,93	48,38
4	51,74	44,14	42,78	4	46,721	39,86	38,63
5	59,44	45,72	38,3	5	53,672	41,29	34,58
6	55,12	58,41	51,65	6	49,771	52,74	46,64
7	56,9	39,78	38,53	7	51,377	35,92	34,8
8	49,98	41,48	42,43	8	45,136	37,45	38,31
9	45,15	43,82	53,67	9	40,773	39,57	48,46
10	48,75	57,99	53,67	10	48,76	52,37	48,47

Исходными данными для оценки вероятности разрушения в первом варианте оказались: математическое ожидание $\widetilde{K}_1^k = 49,8 \text{ МН} \cdot \text{м}^{-3/2}$; среднеквадратичное отклонение $S_k = 6,638 \text{ МН} \cdot \text{м}^{-3/2}$; экстремальные значения: $K_1^k \in [60,05; 36,96] \text{ МН} \cdot \text{м}^{-3/2}$.

Во втором варианте оказались: математическое ожидание $\widetilde{K}_1^m = 44,98 \text{ МН}\cdot\text{м}^{-3/2}$; среднеквадратичное отклонение $S_m = 6,012 \text{ МН}\cdot\text{м}^{-3/2}$; экстремальные значения: $K_1^m \in [54,225; 33,38] \text{ МН}\cdot\text{м}^{-3/2}$.

В качестве параметров вязкого разрушения, принимаются данные, установленные в исследованиях [5]: математическое ожидание $\widetilde{K}_{1c} = 123,4 \text{ МН}\cdot\text{м}^{-3/2}$; среднеквадратичное отклонение $S_m = 9,87 \text{ МН}\cdot\text{м}^{-3/2}$; экстремальные значения: $K_{1c} \in [126,54; 120,26] \text{ МН}\cdot\text{м}^{-3/2}$.

С учетом вероятностного подхода возможность разрушения (1) представляется в виде **вероятности разрушения:**

$$R_f = Prob(K_{1c} - K_1). \quad (6)$$

При практической реализации расчета вероятности разрушения по формуле (6) с применением функции Лапласа учитывается специфика изменения свойств материала газопровода вследствие его длительной эксплуатации.

В частности, анализируется его поведение, в материале которого прошли на предшествующем этапе деградации процессы упруго-пластического деформирования, торможения пластического деформирования, вскрытия повреждаемости.

На этапе, предшествующем макроскопическому разрушению, в частности раскрытию трещины в газопроводе, возникает ситуация охрупчивания материала и в момент развития макроскопического разрушения изменение скорости вязкого разрушения K_{1c} принимает минимальное значение, а скорость изменения коэффициента интенсивности напряжения K_1 принимает максимальное значение.

Следовательно, в качестве случайной величины для вязкого разрушения принимается минимальное значение $\min\{K_{1c}\}$, а для коэффициента интенсивности напряжения максимальное значение $\max\{K_1\}$.

В результате математических расчетов с применением компьютерных технологий и статистической таблицы функции Лапласа, при первом варианте коэффициента интенсивности напряжений K_1^k вероятность разрушения газопровода составляет $R_f = 0,104$; при втором варианте соответственно $R_f = 0,112$.

По результатам расчетов вероятности разрушения, можно сделать следующие выводы. Во-первых методика расчета вероятности разрушения показывает более высокий параметр по сравнению с классической методикой, поскольку учитывается параметр незначительной глубины трещины. Во-вторых, при указанных параметрах работоспособность газопровода с подобным трещиноподобным дефектом обеспечивается.

Таким образом, коэффициент интенсивности напряжений, установленный в рамках структурно-аналитической теории прочности, показывает достаточно адекватные результаты оценки напряженно-деформированного состояния в сопоставлении классическим коэффициентом интенсивности напряжения, а разработанная методика позволяет выполнить прочностную оценку газопровода с указанным дефектом.

Библиографический список:

1. Шарыгин, А. М. Дефекты в магистральных газопроводах [Текст]/А.М. Шарыгин. – Обз. информ. – Сер. Транспорт и подземное хранилище газа. – М.: ИРЦ Газпром, 2000.
2. Лихачев В.А. Структурно-аналитическая теория прочности [Текст]/ В.А. Лихачев, В.Г. Малинин.- Спб.: Наука, 1993. -471.
3. Кучерявый, В.И. Оценка надежности нефтепровода по критерию кольцевых напряжений [Текст] /В.И. Кучерявый, Д.С. Крайнев / Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2014. № 1, С. 75-79
4. Кучерявый, В.И. Вероятностные методы в расчетах прочности конструкций: учебное пособие /В.И. Кучерявый –Ухта: УИИ, 1993 г.
5. Кучерявый, В.И. Оценка надежности трубопроводов методами линейной механики разрушения [Текст]/В.И. Кучерявый, А.М. Шарыгин /Известия вузов. Строительство – Новосибирск, «НИСИ им. В.В. Куйбышева», 1993 - № 2, с. 94-96

Планирование работы магистральных нефтепроводов в условиях применения пунктов подогрева нефти и противотурбулентных присадок

Федоров П.В.

ООО «НИИ Транснефть», г. Москва

Федоров В.Т.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Планирование перекачки нефти по МН является сложной технической задачей, которая заключается в том, чтобы для каждого часа планового периода времени установить такие технологические режимы работы МН, которые удовлетворяли бы предъявляемому критерию оптимальности при выполнении системы технологических ограничений, отражающих условия его работы. Поиск решения данной задачи усложняется при необходимости учета особенностей применяемых технологий транспортировки (подогрев нефти, использование ПТП, реологические свойства транспортируемой среды).

Оптимизация процесса перекачки нефти и нефтепродуктов по МН представляет собой задачу минимизации целевой функции $f(x_i)$, состав переменных аргументов которой зависит от выбранного критерия оптимальности. Технологический режим работы МН является оптимальным, если он обеспечивает экстремум (максимум или минимум) целевой функции при выполнении системы ограничений. При этом критерий оптимальности записывается в виде:

$$f(x_1 \dots x_n) \rightarrow \min$$

$$\text{или } f(x_1 \dots x_n) \rightarrow \max ,$$

где f – целевая функция;

$x_1 \dots x_n$ – переменные, состав которых зависит от выбранного критерия оптимальности (например, количества энергии, требующейся на перекачку нефти).

Среди работ, посвященных разработке подходов и приемов оптимизации процессов трубопроводного транспорта, следует выделить работы В. Г. Шухова, Л. С. Лейбензона, В. И. Черникина, В. С. Яблонского, П. И. Тугунова, В. Ф. Новоселова, Л. С. Абрамзона, И. А. Чарного, В. Е. Губина, В. Н. Степанюгина, Ю. В. Скрипникова, А. Г. Гумерова.

Анализ научных работ, посвященных вопросу оптимальности технологических режимов транспортировки нефти и нефтепродуктов, показал, что все критерии оптимальности режимов работы МН условно можно разделить на три группы: гидродинамические, технико-экономические и критерии надежности и безопасности.

К гидродинамическим относят критерии оптимальности, связанные с минимумом потерь на трение и максимальной производительностью трубопровода; к технико-экономическим – критерии, предполагающие организацию транспортировки нефти и нефтепродуктов с минимальными энергетическими и/или финансовыми затратами на перекачку или с максимальной выгодой, получаемой от их транспортировки [1–3]. В частности, одним из самых простых и чаще всего применяемых на практике критериев второй группы является минимум потребляемой электрической мощности [3].

Третья группа включает в себя критерии, направленные на увеличение межремонтного периода и остаточного ресурса оборудования, сокращение эксплуатационных затрат, обеспечение безопасности запуска нефтепровода после его продолжительной остановки [4].

Следует отметить, что условия достижения оптимальности технологических режимов по критериям третьей группы чаще всего уводят целевые функции второй группы от экстремальных значений, то есть эти группы противопоставлены в явном виде.

В работе [5] предложен вариант комбинированного критерия – кроме затрат на техническое обслуживание, амортизацию и ремонт объектов магистрального трубопровода учитываются затраты на электроэнергию:

$$S = S_{элj} + S_{aj} + S_{тоj} + S_{ремj} \rightarrow \min ,$$

где j – номер технологического режима работы МН;

$S_{элj}, S_{aj}, S_{тоj}, S_{ремj}$ – зависящие от числа j текущие затраты на электроэнергию, амортизацию, техническое обслуживание и ремонт объектов МН соответственно.

При этом решение задачи оптимизации вне зависимости от того, к какой группе оптимальности принадлежит критерий, всегда осложняется наличием системы технологических ограничений. В работах [5, 6] приводится более 20 различных ограничений, наиболее существенными из которых являются:

- выполнение планового объема перекачки за плановый период времени;
- выполнение регламентных технологических работ (очистка МН, ремонт линейной части МН, насосных агрегатов, электродвигателя и т. д.);
- ограничение по величине потребляемой мощности в часы пиковой нагрузки энергосистем.

Авторы [6] пришли к выводу, что высокий уровень сложности автоматизации алгоритмов оптимизации работы МН не всегда позволяет успешно решить поставленную задачу. Особенно в случаях, когда одни ограничения находятся в антагонистичном отношении с другими.

Практика планирования работы МН показывает, что в большинстве случаев технологом применяются критерии второй группы, точнее – под оптимизацию попадает количество электрической энергии, необходимой для транспортировки заданного объема нефти. Поскольку в большинстве случаев расчеты с энергопоставщиками ведутся по двухставочному тарифу, включающему ставки за потребляемую электрическую энергию и мощность, будет логично расширить данный критерий. Такая попытка предпринята в работе [5], авторами которой затраты на электрическую энергию представлены в виде:

$$S_{эл} = \left(\sum_{i=1}^n c_{э}^i \cdot w_{э}^i + \sum_{i=1}^n c_{м}^i \cdot w_{м}^i \right) \rightarrow \min, \quad (1)$$

где $S_{эл}$ – затраты на электрическую энергию по двухставочному тарифу, руб.;

$c_{э}^i$ – стоимость электрической энергии на i -й НПС, руб./кВт·ч;

$c_{м}^i$ – стоимость электрической мощности на i -й НПС, руб./кВт·ч

$w_{э}^i$ – потребляемая электрическая энергия на i -й НПС, кВт·ч;

$w_{м}^i$ – потребляемая электрическая мощность на i -й НПС, кВт·ч.

Анализ работы зарубежных компаний в направлении оптимизации технологий трубопроводного транспорта свидетельствует об отказе от критерия минимальных удельных затрат и переходе к экономическим критериям [7, 8].

Оптимизация технологических режимов МН в условиях работы пунктов подогрева нефти

Для нефтепроводов, использующих пункты подогрева нефти (далее-ППН) в качестве критерия оптимальности целесообразно принять минимальные стоимостные затраты на покупку электрической энергии для работы насосного оборудования, а также топлива для работы печей подогрева нефти.

Предлагаемая в [9] целевая функция минимизации стоимости эксплуатационных затрат на перекачку и подогрев нефти имеет следующий вид:

$$S = \rho \cdot Q \cdot g \cdot H \frac{\sigma_H}{\eta_H} + \rho \cdot Q \cdot c_p \cdot (T_n - T_k) \frac{\sigma_\theta}{\eta_\theta} \rightarrow \min, \quad (2)$$

где S – суммарная стоимость затрат, руб.;

Q – объемный расход, м³/с;

g – ускорение свободного падения, м/с²;

H – полные потери напора на участке, м;

ρ , – плотность нефти, кг/м³;

c_p – теплоемкость нефти кДж/кг·К,

σ_H, σ_θ – стоимость единицы механической и тепловой энергии соответственно, руб. / кВт·ч;

η_H, η_θ – коэффициенты полезного действия насосных агрегатов и ППН соответственно, %;

T_n, T_k – начальная и конечная температура нефти на участке, К.

Следует отметить, что при оптимизации работы ППН в условиях транспортировки высоковязких неньютоновских нефтей наиболее эффективным с точки зрения снижения потерь напора на трение будет подогрев нефти в диапазоне от минимальных рабочих температур до значений температуры фазового перехода (Тф.п, °С) (рис. 1, 2).

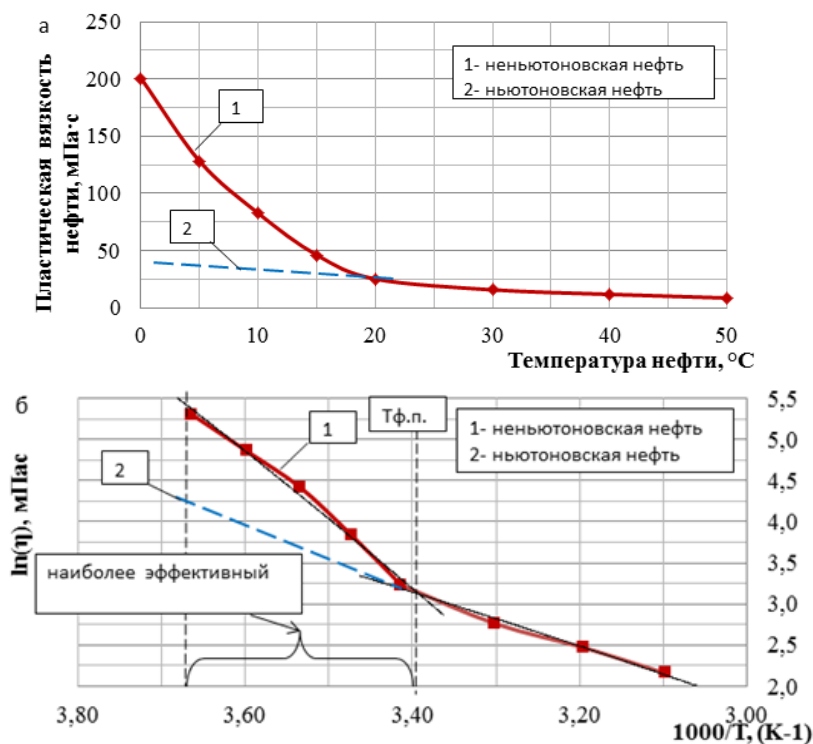


Рисунок 1 - Изменение вязкости неньютоновской и ньютоновской нефти, транспортируемой по МН Уса – Ухта, Ухта – Ярославль, при изменении ее температуры а); зависимость логарифма вязкости неньютоновской и ньютоновской нефти от температуры б)

Подогрев нефти выше указанной величины обусловлен необходимостью поддержания минимальной температуры в конце технологического участка для исключения возможности застывания трубопровода при его продолжительной остановке.

Известно, что темп падения пластической вязкости у неньютоновских нефтей, так же как динамической – у ньютоновских, снижается при повышении температуры нефти. Особенностью в данном случае является факт наличия у неньютоновских нефтей температуры фазового перехода (Тф.п), которая свидетельствует о формировании ассоциативной структуры при снижении температуры нефти ниже Тф.п. При температурах ниже Тф.п. рост вязкости имеет ярко выраженный нелинейный характер (рис. 1 а).

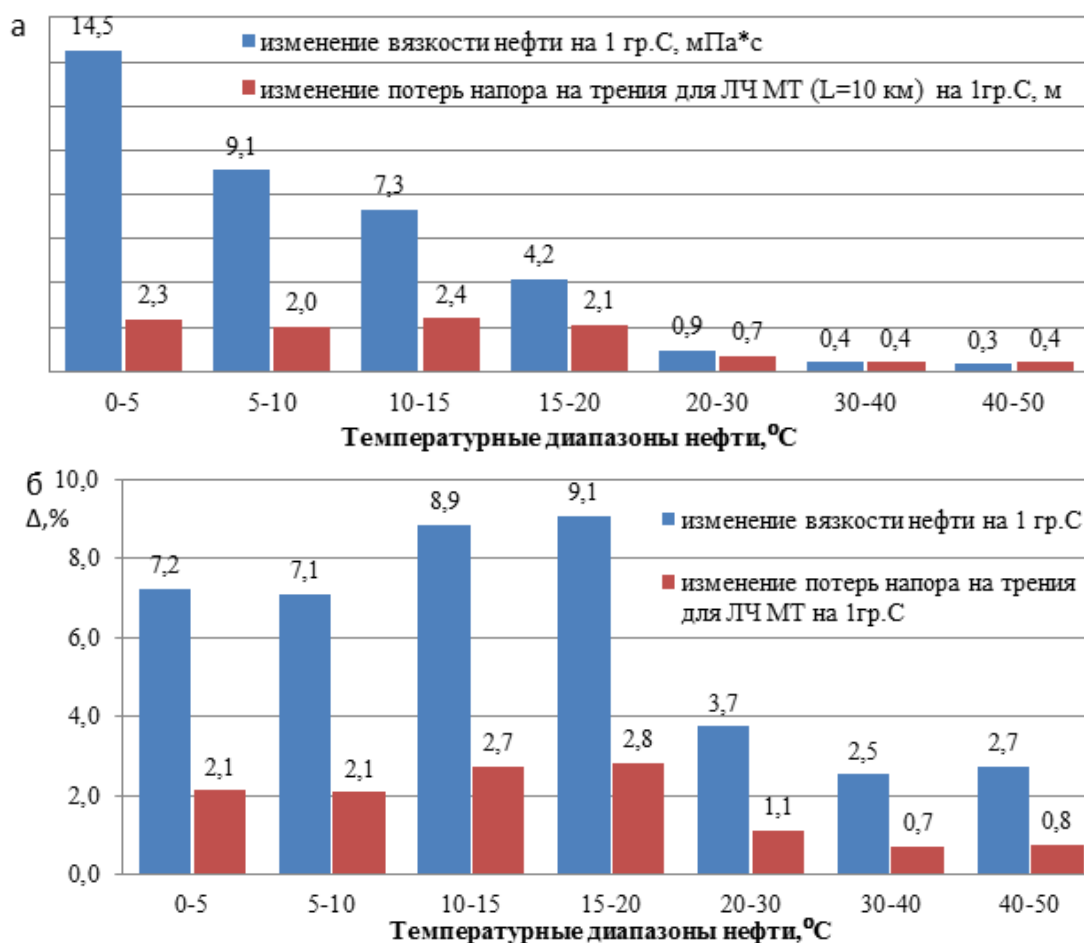
Выполненные расчеты показали, что нагрев нефти, транспортируемой по МН Уса – Ухта, Ухта – Ярославль, на 1 °С в диапазоне температур 5–10 °С приведет к снижению ее вязкости на 9,1 мПа·с (10,6 сСт), или 7,1 %, а также к снижению потерь напора на трение на каждых 10 км длины МН – на 7,0 м, или 2,1%. Между тем при нагреве нефти на 1 °С в диапазоне температур 30–40 °С снижение ее вязкости будет в 20 раз меньше – 0,4 мПа·с (0,46 сСт), а относительное снижение потерь напора на трение в 3 раза меньше – 0,7 % (рис. 2 а, б). Температура фазового перехода для данной нефти равна Тф.п=3,41К⁻¹, или 21 °С.

Результатом оптимальности по критерию эффективности подогрева нефти на ППН и затратам на топливо стал бы технологический режим, при котором количество работающих ППН, распределенных по длине МН, стремилось к максимуму, а температуры нагрева на ППН не превышали бы температуру фазового перехода. Справедливо отметить, что реализация такого варианта привела бы к существенному увеличению капитальных затрат на этапе проектирования.

Очевидно, что оптимизация по критерию минимальных удельных затрат на электроэнергию вызывает:

- повышение температуры нагрева нефти на ППН, где в качестве источника тепловой энергии используется топливо (нефть, газ), а не электрический ток;
- минимизацию количества находящихся в работе насосных агрегатов.

Такая задача может иметь практическое решение с учетом того, что средняя стоимость электрической энергии составляет $c_{эл}=3,5-4$ руб./кВт·ч, а тепловой энергии, получаемой при сжигании нефти в ППН, – $c_n = 0,6-0,7$ руб./кВт·ч (то есть наблюдается почти шестикратная разница в стоимости). Между тем экономически более выгодным источником тепловой энергии, чем нефть, в России является природный газ: при его сжигании стоимость энергии составляет $c_r = 0,3-0,4$ руб./кВт·ч. Это преимущество может позволить существенно снизить затраты на перекачку нефти. Примером такой оптимизации может послужить выполненная реконструкция ППН на НПС «Чикшино» (АО «Транснефть – Север»), результатом которой стал отказ от сжигания товарной нефти в печах подогрева и переход к использованию в этих целях природного газа. За счет такого перехода доля затрат на покупку топлива для ППН в общих затратах на покупку электричества и топлива снизилась более чем в 2 раза.



а) – в абсолютных значениях, б) – в относительных

Рисунок 2 - Изменение вязкости нефти и потерь напора на трение приходящихся на 1 °С изменения температуры нефти, транспортируемой по МН «Уса-Ухта», МН «Ухта-Ярославль»

Оптимизация технологических режимов работы МН в условиях применения ПТП

Применение ПТП для трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов обусловлено их эффективностью в снижении коэффициента гидравлического сопротивления. На сегодняшний день средняя закупочная стоимость ПТП в России составляет 700-900 тыс. руб./т. Таким образом, применение 1 кг ПТП по своим затратам эквивалентно расходу 0,2-0,25 МВт·ч электрической энергии.

Анализ концентраций ПТП, применяемых на технологических режимах работы МН и магистральных нефтепродуктопроводов (далее - МНПП) , показал, что доля затрат на покупку ПТП в среднем не превышает 30% от общих затрат на покупку электрической энергии и ПТП.

Таким образом, исходя из высокой стоимости ПТП, оптимизацию режимов работы МН и МНПП целесообразно проводить с точки зрения удельных затрат на ПТП и электроэнергию в стоимостном выражении.

Часовые затраты на электроэнергию и ПТП (S , руб./ч), следует рассчитывать по формуле:

$$S = C_{ПТП} \cdot Q \cdot S_{ПТП} + N \cdot c_{э}, \quad (3)$$

где $C_{ПТП}$ – концентрация ПТП, кг/т;

Q – производительность режима, т/ч;

$S_{ПТП}$ – стоимость ПТП, руб./кг;

N – мощность, кВт;

$c_{э}$ – стоимость электроэнергии, руб. / кВт·ч.

Учитывая рассмотрение задачи оптимальности в общем виде, все технологические режимы следует анализировать по критерию удельных стоимостных затрат, обусловленных всеми возможными особенностями технологии транспортировки, то есть применением ППН и ПТП. В таком случае в качестве критерия оптимизации предлагается принять удельные стоимостные затраты на транспортировку $S_{уд}$, руб. / тыс. т · км:

$$S_{уд} = \frac{\sum_{i=1}^n N_i \cdot c_i + \sum_{i=1}^n q_i \cdot S_{ПТП} + \sum_{i=1}^m q_{Ti} \cdot S_{Ti}}{G} \times 10^3 \rightarrow \min, \quad (4)$$

где n – число НПС;

N_i – мощность работающих магистральных насосных агрегатов на i НПС, кВт;

c_i – тариф на электроэнергию, приведенный к одноставочному, руб. / кВт·ч;

q_i – расход ПТП на i -й НПС, кг/ч;

$S_{ПТП}$ – стоимость ПТП, руб./кг;

q_{Ti} – расход топлива на i -м ППН, т/ч;

S_{Ti} – стоимость топлива, используемого на ППН, руб./т;

G – грузооборот ТУ в час, т·км/ч.

Грузооборот определяется по формуле:

$$G = \sum_{i=1}^k \rho_i \cdot Q_i \cdot l_i \quad (5)$$

где i – технологический участок (ТУ) с постоянным значением $\rho_i \cdot Q_i$;

ρ_i – плотность на i -м ТУ, т/м³;

l_i – длина i -го ТУ, км;

Q_i – расход перекачиваемого продукта, м³/ч.

Для оптимизации по предлагаемому критерию целесообразно использовать общепринятый графический способ – построение графика удельных стоимостных затрат (затрат на электроэнергию, ПТП и топливо для ППН (тыс. руб.), отнесенных к единице грузооборота (тыс. т · км)). Оптимальными будут те технологические режимы, которые окажутся в узлах огибающей зависимости удельных стоимостных затрат от грузооборота (кривой оптимальных режимов).

Выводы:

1. Проведен анализ существующих критериев оптимизации работы МН, показано, что применение критерия удельных затрат электроэнергии во многих случаях приводит к увеличению суммарных затрат на транспорт.

2. Представлен зарубежный опыт в оптимизации технологических режимов в условиях работы ППН, свидетельствующий о переходе от критерия энергетических затрат к критерию стоимостных затрат.

3. Для оптимизации расчета режимов в случае подогрева нефти и применения ПТП предложен критерий удельных стоимостных затрат.

Библиографический список.

1. Нечваль А. М. Основные задачи при проектировании и эксплуатации магистральных нефтепроводов: учебное пособие. Уфа: Изд-во УГНТУ, 2005. 81 с.
2. Зайцев Л. А., Ясинский Г. С. Регулирование режимов магистральных нефтепроводов. М. : Недра, 1980. 188 с.
3. Гумеров А. Г., Борисов К. А., Козловский А. Ю. Внедрение энергосберегающих технологий в трубопроводном транспорте нефти и нефтепродуктов // Нефтяное хозяйство. 2007. № 3. С. 85–88.
4. Шабанов В. А., Бондаренко О. В. Целевые функции и критерии оптимальности перекачки нефти по нефтепроводам при частотно-регулируемом электроприводе магистральных насосов // Нефтегазовое дело: электронный научный журнал. 2012. №4. С. 10–17. URL: http://ogbus.ru/authors/Shabanov/Shabanov_12.pdf (дата обращения: 20.06.2021)
5. Бархатов А. Ф., Баранова А. В. Снижение эксплуатационных затрат на перекачку нефти за счет оптимальности план-графика работы нефтепровода насосов // Нефтегазовое дело: электронный научный журнал. 2015. № 1. С. 153–177. URL: <http://ogbus.ru/article/snizhenie-ekspluatacionnyx-zatrat-na-perekachku-nefti-za-schet-optimizacii-plan-grafika-raboty-nefteprovodareduction-of-oil-pipeline-operating-cost-by-optimizing-pipeline-operation-sequence-plan/> (дата обращения: 20.06.2021)
6. Маракасов Ф. В., Чернова О. В., Хозяинова Т. В. Программный комплекс «Расчет оптимальных режимов нефтепроводов для перекачки нефтей со сложными реологическими свойствами» // «Рассохинские чтения» : материалы межд. семинара, Ухта, 8–9 февраля 2013 г. Ухта : Ухтинский государственный технический университет, 2013. С. 55–68.
7. Porter R. H. Utilizing Optimization In Liquid Pipeline Operations. Proceedings of PSIG Annual Meeting, Albuquerque, New Mexico, October 24–25, 1985. <https://www.onepetro.org/conference-paper/PSIG-8509>. (дата обращения: 20.06.2021) .
8. Zhoua M., Zhanga Y., Jin S. Dynamic optimization of heated oil pipeline operation using PSO–DE algorithm // Measurement. 2015.. Vol 59. P. 344–351. (дата обращения: 20.02.2018) .
9. Проектирование, эксплуатация и ремонт нефтепродуктопроводов / В.С. Яблонский [и др.] // М. : Недра, 1965. 410 с.

УДК 622.692.4

Оценка влияния работы термостабилизатора на пусковое давление магистрального нефтепровода

Якупов А.У., Земенков Ю.Д.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Согласно «Энергетической стратегии России на период до 2030г.» стратегическими целями развития нефтяного комплекса является бесперебойное удовлетворение спроса на нефть. В связи с этим идет активное освоение новых Арктических и прибрежных территорий. Для освоения, которых требуются новые технологии в проектировании, и строительстве из-за сложных природно-климатических условий. Проблемными факторами являются: распространение многолетнемерзлых грунтов, экстремальные значения температуры окружающего воздуха в зимнее время. Порядка 60% территории РФ составляет многолетнемерзлый грунт (ММГ). Несущая способность ММГ сильно зависит от температуры. Так при повышении температуры несущая способность грунта резко падает и это негативно сказывается на надежности и безопасности сооружений на данной территории.

Согласно строительным нормам и правилам при прокладке магистральных нефтепроводов на ММГ должны предусматриваться специальные мероприятия для обеспечения безопасной эксплуатации. Необходимо либо поддерживать отрицательную температуру грунтов на протяжении всего срока эксплуатации объекта, либо допускать протаивание грунта с рассчитанной допустимой просадкой грунта. Однако техническое решение с оттаиванием ММГ на участках просадочных грунтов примеряется редко из-за сложности в реализации. Чаще используют установки для дополнительного охлаждения грунта или теплоизолирующие экраны и теплоизоляцию нефтепроводов для уменьшения зоны оттаивания.

Для охлаждения и поддержания естественной температуры грунтов используют термостабилизатор, цилиндрической формы, герметичный, полый внутри, заправленный хладагентом. Работает и охлаждает грунт за счет циркуляции хладагента внутри. В испарительной части, которая находится под землей, хладагент закипает, забирает тепло и испаряется, поднимается вверх. В надземной конденсаторной части отдает тепло через ребрение в атмосферу, конденсируется и стекает, вниз образуя цикл. Термостабилизатор работает только при отрицательной температуре воздуха. Из-за ограничений в продолжительности работы необходимо охладить грунт зимой сильнее, чтобы за теплый летний промежуток не образовались просадки грунта.

Так же наблюдается значительный рост добычи высоковязких и высокозастывающих нефтей. Из-за этого повышается ответственность за процесс перекачки. Согласно [1] дополнительно необходимо контролировать температуру перекачиваемого продукта, рассчитывать время безопасной остановки, пусковое давление. От температуры перекачки зависит вязкость нефти, начальное напряжение сдвига. При остановке транспорта нефть будет охлаждаться, и стремиться к температуре окружающей среды. Увеличение вязкости приведет к увеличению потерь напора на трение. Выпадающие из нефти парафины при понижении температуры приведут к образованию гелеобразного состояния, для сдвига, которой потребуются дополнительные усилия. Максимальное давление в нефтепроводе ограничено развиваемой мощностью насосной станции и механической прочностью трубы. Из-за этих особенностей время остановки ограничено.

В работе исследовано влияние установленных термостабилизаторов на время безопасной остановки подземного нефтепровода. Рассчитаны величины пусковых давлений.

Существует два способа расчета времени безопасной остановки нефтепровода по [2]. Первый метод заключается в определении температуры продукта. Нефть не должна опускаться ниже температуры застывания, а быть выше этой величины на 3-5 °С. Рассчитывают темп охлаждения нефти и определяют время, которое потребуется для достижения заданной температуры. Данная величина времени и будет безопасной для остановки.

Второй метод заключается в определении пусковых давлений. Известными величинами являются механическая прочность нефтепровода, давление, которое может выдержать стенка и развиваемая мощность насосов, максимальное давление, которое могут выдать агрегаты. Определяют наименьшее из двух значение. Эта величина является неизменной для рассчитываемого участка нефтепровода и будет горизонтальной прямой. Рассчитывают требуемое давление пуска для каждого момента времени после остановки. Данная величина будет увеличиваться с течением времени. Время, за которое данная величина сравняется с неизменным значением и будет допустимым временем остановки. Для расчета пусковых давлений необходимо знать изменение температуры нефти.

Анализ научно-технической литературы показал, что существующие методики расчета температуры нефти после остановки перекачки не могут учесть влияния установленных термостабилизаторов. Авторами работы разработана методика расчета времени остывания нефтепровода [3]. Она основана на решении дифференциального уравнения теплопроводности:

$$\frac{\partial T}{\partial \tau} = \frac{\lambda}{c\rho} \left(\frac{\partial^2 T}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 T}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 T}{\partial z^2} \right) + \frac{q_v}{c\rho}$$

где λ – теплопроводность грунта, $\frac{\text{Вт}}{\text{м}\cdot\text{°С}}$; c – теплоемкость грунта, $\frac{\text{Дж}}{\text{кг}\cdot\text{°С}}$; ρ – плотность грунта, $\frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$; q_v – количество теплоты от внутренних источников, $\frac{\text{Вт}}{\text{м}^3}$; τ – время, с; T – температура, °С; x, y, z – координатные оси, м.

Термостабилизатор задавался в расчете, как граничное условие. Задавалась температура на внешней стенке испарительной части, которая зависела от внешних природно-климатических условий. На поверхности земли задано граничное условие 3 рода, а на поверхности нефтепровода граничное условие 4 рода.

Расчет времени остывания состоит из двух этапов. В первом определяются температурные поля в грунте от работы нефтепровода и термостабилизатора. После выхода системы нефтепровод-термостабилизатор-грунт-атмосфера в стационарное состояние, производили остановку перекачки. Во втором этапе происходило остывание остановленного нефтепровода. Определялась температура нефти вдоль и по сечению трубы. На рисунке 1 представлен сравнительный расчет скорости остывания нефти с 30 °С до 10 °С в трубопроводе диаметром 820 мм. для случая с установленными термостабилизаторами грунта и без них.

Установлено, что нефть в трубопроводе с термостабилизаторами грунта остывает с 30 до 10 °С быстрее на 69 часов, чем без них.

Согласно нормативно-техническим документам транспортных компаний остановку нефтепровода необходимо производить только на 72 часа, допускается для труднодоступных участков увеличивать время до 120 часов.

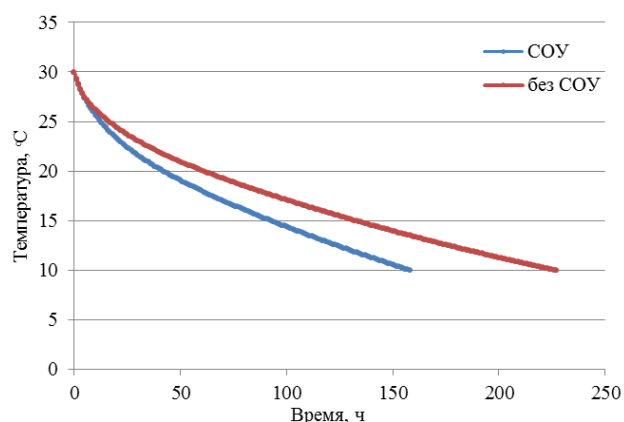


Рисунок 1 - Скорость остывания нефти в остановленном нефтепроводе

Тогда температура нефти на 3 и 5 сутки остановки без термостабилизатора составит 19,1 °С и 15,76 °С, а с ним 16,83 °С и 12,76 °С соответственно. Разница в температуре нефти 2,7 °С и 3 °С на 3 и 5 сутки соответственно. Аналогично рассчитаем температуру нефти во всех сечения нефтепровода.

Рассчитаем величину пусковых давлений по методике, предложенной в [4]. Для примера рассмотрим нефти с показателями вязкости $\nu_{20(1)} = 558,1 \cdot 10^{-6} \frac{M^2}{c}$, $\nu_{50(1)} = 70 \cdot 10^{-6} \frac{M^2}{c}$ и $\nu_{20(2)} = 48,2 \cdot 10^{-6} \frac{M^2}{c}$, $\nu_{50(2)} = 13 \cdot 10^{-6} \frac{M^2}{c}$.

Результаты расчетов представлены на рисунке 2.

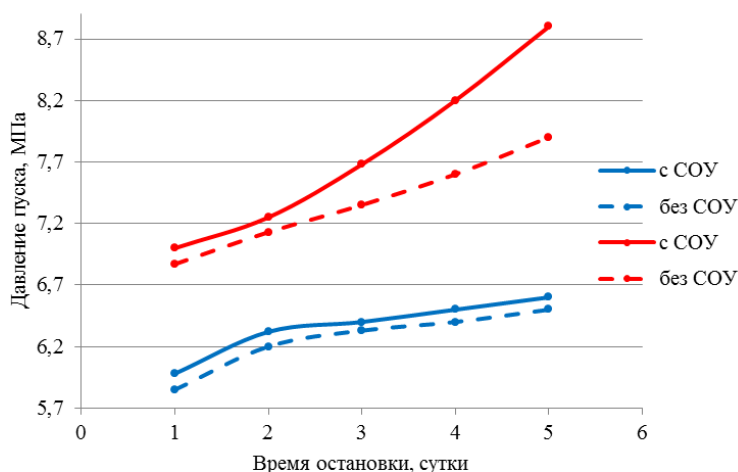


Рисунок 2 - Величины пусковых давлений нефтепровода

Полученные графические зависимости показывают, что термостабилизаторы грунта влияют на пусковое давление. Для первой нефти разница в величине пускового давления на 3 суток остановки 0,35 МПа, а на 5 суток уже 1 МПа. Для второй нефти разница 0,1 МПа и не сильно меняется с продолжительностью остановки. Вероятнее всего это зависит от свойств нефти.

Библиографический список:

1. Кырнышева П. А. Оценка времени безопасной остановки и пускового давления для магистрального нефтепровода «Уса-Ухта» / П.А. Карнышева, В.О. Некучаев, П.В. Федоров // Проблемы геологии, разработки и эксплуатации месторождений и транспорта трудноизвлекаемых запасов углеводородов : материалы межрегиональной научно-технической конференции / Ухта: УГТУ, – 2016. – С.157-163.
2. Ширяев А.М. Определение времени безопасной остановки «горячего» нефтепровода, транспортирующего смеси высоковязких нефтей, на примере МН «Уса-Ухта», МН «Ухта-Ярославль» / А.М. Ширяев, П.В. Федоров // Проблемы геологии, разработки и эксплуатации месторождений и транспорта трудноизвлекаемых запасов углеводородов : материалы межрегиональной научно-технической конференции / Ухта: УГТУ, – 2016. – С. 157-163.
3. Влияние особенностей конструкций термостабилизаторов на время остывания нефти в остановленном нефтепроводе / А. У. Якупов [и др.] // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2019. – № 6. – С. 140-148.
4. Черников, В. И. Перекачка вязких и застывающих нефтей / В. И. Черников. – Москва : Гостоптехиздат, 1958. – 163 с.

УДК 621.315.2

Совершенствование математической модели для расчета интегрального удельного электрического сопротивления грунта

Яворская Е.Е., Исупова Е.В.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Удельное электрическое сопротивление грунта определяют для оценки степени его агрессивности, выбора мест заложения анодных заземлителей преобразователей катодной защиты от коррозии подземных нефтегазопроводов, а также для расчета параметров и количества анодных и защитных заземлений при проектировании объектов транспорта нефти и газа.

Для определения грунтовых условий, обеспечивающих эффективную работу средств противокоррозионной защиты трубопроводов, изначально выполняют измерения удельного электрического сопротивления грунта по четырехточечному методу без отбора проб с использованием потенциометра ЭП - 1М или измерителей заземления МС - 08 (М - 416), а также GEONM C, M5032, METRATER, TERCA 2 или аналогичных приборов зарубежных фирм. Следующим этапом является расчетное определение среднего удельного электрического сопротивления грунта ρ_r , Ом·м, по формуле:

$$\rho = \frac{(\sum I_i)^2}{\left(\sum_{i=1}^n \frac{I_i}{\rho_{ri}}\right)^2}, \quad (1)$$

где l_i - длина i-го участка с удельным электрическим сопротивлением грунта ρ_{ri} , м;
 n - количество участков с удельным электрическим сопротивлением грунта ρ_{ri} .

В реальных условиях параметры грунта отличаются от полученных расчетных значений по следующим причинам:

1) Величина удельного электрического сопротивления грунта уменьшается с глубиной: грунт становится более плотным и более влажным, на глубине свыше пяти метров часто находятся водоносные слои.

2) В процессе эксплуатации подземных сооружений необходимо учитывать тот факт, что со временем происходит выщелачивание почвы, т. е. в окружающем грунте увеличивается концентрация электролита.

3) Неоднородность грунтовых характеристик вследствие реализации мероприятий по технической мелиорации почвы [1].

Таким образом целью настоящего исследования является совершенствование математической модели, позволяющей определить интегральное значение удельного электрического сопротивления грунта с учетом возможной неоднородности на различных участках (точках) проектируемого объекта как по его площади, так и по глубине, на которой располагаются проектируемые системы и элементы.

Анализ подходов к оценке таких параметров сред, как электрическое сопротивление и диэлектрическая проницаемость, показал, что грунт необходимо рассматривать как гетерогенную структуру и определять его электрические характеристики с учетом возможных разнородных включений, скоплений, слоев. Например, для определения диэлектрической проницаемости гетерогенных сред разработаны и успешно апробированы модели Максвелла, Бруггемана, Лихтенеккера, Релея, Бетхера, Оделевского и другие [2], которые используются в соответствующих областях и случаях в зависимости от вида неоднородности, а также в зависимости от расположения гетерогенных компонентов. В уравнениях для определения значения диэлектрической проницаемости отдельных компонентов среды можно также использовать проводимость (величину обратная электросопротивлению), что, соответственно, позволит вычислить интегральную проводимость объема среды.

Предположительно, для задачи исследования, заключающейся в определении не обобщенного, а интегрального удельного электрического сопротивления грунта, обладающего некоторой неоднородностью его компонентов, наиболее достоверные результаты можно ожидать при использовании формул для статистических смесей с неоднородными компонентами [3].

Пример.

Пусть имеется участок грунта между электродами А и В, который поделен на 10 участков, по которым получены следующие значения удельных электрических сопротивлений: $\rho_{r1} = 32 \text{ Ом}\cdot\text{м}$; $\rho_{r2} = 45 \text{ Ом}\cdot\text{м}$; $\rho_{r3} = 48 \text{ Ом}\cdot\text{м}$; $\rho_{r4} = 112 \text{ Ом}\cdot\text{м}$; $\rho_{r5} = 155 \text{ Ом}\cdot\text{м}$; $\rho_{r6} = 46 \text{ Ом}\cdot\text{м}$; $\rho_{r7} = 25 \text{ Ом}\cdot\text{м}$; $\rho_{r8} = 30 \text{ Ом}\cdot\text{м}$; $\rho_{r9} = 133 \text{ Ом}\cdot\text{м}$; $\rho_{r10} = 56 \text{ Ом}\cdot\text{м}$.

В данном случае наблюдается двухмодальное распределение случайной величины удельного электрического сопротивления грунта, при этом участки 1; 2; 3; 6; 7; 8; 10 имеют более низкое сопротивление, чем участки 4; 5 и 9.

Если выполнить простой расчет средней величины удельного электрического сопротивления грунта по общепринятой методике (формула (1)), то получим, что $\rho_r = 68,2 \text{ Ом}\cdot\text{м}$. Однако, исходя из разницы среднего и максимального/минимального удельного электрического сопротивления грунта, очевидно, что обобщенное среднее значение не отражает реальных грунтовых условий на объекте, не позволяет выполнить оценку коррозионной активности грунта и может существенно снижать достоверность определяемых в ходе проектирования расчетных параметров систем и оборудования, что негативным образом влияет эффективность и долговечность их функционирования. Например, имеется участок протяженностью 5% от общей длины рассматриваемого участка, сопротивлением на порядок выше, чем сопротивление соседних участков, тогда он увеличит значение средней величины на 45% и, в действительности, такой участок может представлять собой существенное препятствие для движения тока.

Рассчитаем средние значения удельного электросопротивления для указанного примера:

– первый компонент неоднородного грунта: $\bar{\rho}_1 = (32+45+48+46+25+30+56)/7 = 48,28 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, соответственно $\sigma_1 = 0,0248 \text{ См/м}$;

– второй компонент неоднородного грунта:

– $\bar{\rho}_2 = (112+155+133)/3 = 133,33 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, соответственно $\sigma_2 = 0,0075 \text{ См/м}$.

По формуле К. Лихтенеккера:

$$\sigma_c^* = \sigma_2 (\sigma_1 / \sigma_2)^V \quad (2)$$

получаем

$$\sigma_c^* = 0,0075(0,0248/0,0075)^{0,3} = 0,01074 \text{ См/м или } 93,11 \text{ Ом}\cdot\text{м},$$

т.е. на 37% больше, чем результат, полученный расчетом среднего значения по формуле (1).

Построим график зависимости $\rho_c^* = f(V)$ для $V=0,1; 0,2; 0,3; 0,4$ (где $V = V_1/V_{об}$ - объемная концентрация дисперсионной фазы, V_1 и $V_{об}$ - объем дисперсионной фазы и смеси) для различных значений удельной проводимости грунта. Полученные зависимости можно аппроксимировать линейными уравнениями общего вида $y=kx+b$, при этом отмечено, что в уравнениях параметр b соответствует проводимости основной среды σ_1 , См/м, параметр k зависит от проводимости второй среды σ_2 , См/м.

Для определения характера зависимости между показателем линейных уравнений k и значением удельного электрического сопротивления грунта второй среды ρ_2 , Ом·м, можно построить график, который аппроксимируется логарифмической зависимостью $y=84,11\ln(x)-350,3$ (рис.1).

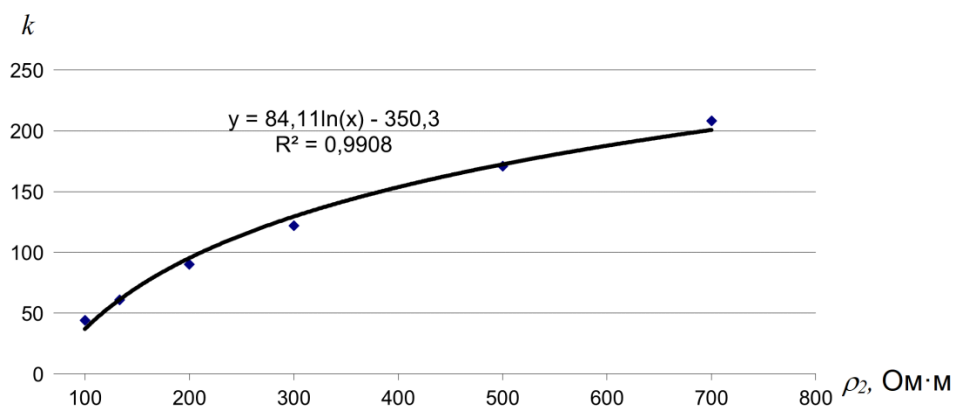


Рисунок 1 – Зависимость параметра k от удельного электрического сопротивления грунта второй среды ρ_2 , Ом·м

Таким образом, можно на основании формулы К. Лихтенеккера составить математическую модель для расчета интегрального удельного электрического сопротивления грунта ρ_c^* , Ом·м:

$$\rho_c^* = (84,11 \cdot \ln(\rho_2) - 350,3) \cdot V + \rho_1 \quad (3)$$

где ρ_1 – удельное электрическое сопротивление первого компонента неоднородного грунта (смеси), Ом·м;

ρ_2 – удельное электрическое сопротивление второго компонента неоднородного грунта (смеси), Ом·м;

V - объемная концентрация дисперсионной фазы, определяемая как

$$V = V_1 / V_{об} \quad (4)$$

где V_1 и $V_{об}$ – объем дисперсионной фазы и смеси соответственно, м³.

Выводы

1. Показано, что для оценки величины удельного электрического сопротивления грунта в условиях неоднородности могут быть использованы модели диэлектрической проницаемости в зависимости от вида гетерогенной среды (грунта).

2. В результате математического моделирования на основании формулы К. Лихтенеккера получено уравнение, позволяющие определить интегральную величину удельного электрического сопротивления грунта с учетом неоднородности его параметров, принятых в

качестве исходных данных. Полученное уравнение может быть использовано при создании математической модели токораспределения в системе электрохимической защиты, учитывающей неоднородность удельного электрического сопротивления грунта на различных участках объекта со следующими грунтовыми условиями: удельное электрическое сопротивление грунта, окружающего трубопровод $\rho_{гр}^T$, Ом·м; удельное электрическое сопротивление грунта, окружающего анодное заземление $\rho_{гр}^{AZ}$, Ом·м; удельное электрическое сопротивление грунта, окружающего защитное заземление $\rho_{гр}^{ZZ}$, Ом·м, при этом, например, $\rho_{гр}^T > \rho_{гр}^{AZ} > \rho_{гр}^{ZZ}$).

Библиографический список:

1. Яворская Е.Е. Влияние методов технической мелиорации грунтов промышленных площадок на параметры токораспределения в условиях экранирования катодного тока / Е.Е. Яворская // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. - 2020. - № 1 (292). - С. 45-53.
2. Эдвабник В.Г. К теории обобщенной проводимости смесей // Современные проблемы науки и образования. – 2015. – № 1-2. ; URL: <https://science-education.ru/ru/article/view?id=19855> (дата обращения: 12.11.2021).
3. Кучерявая И.Н. Подходы к моделированию электрического поля в полиэтиленовой изоляции с микровключениями / И. Н. Кучерявая // Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України. – 2016. – № 44. – С. 115-122.

СЕКЦИЯ 3. АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ МАШИН, ОБОРУДОВАНИЯ И ПРОЦЕССОВ ПРИ ОСВОЕНИИ НЕТРАДИЦИОННЫХ ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ В УСЛОВИЯХ КРАЙНЕГО СЕВЕРА

УДК 665.622.43

Анализ опыта воздействия магнитного поля на разрушение водонефтяной эмульсии

Лютоев А.А., Быков И.Ю.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

В последние годы процесс добычи нефти претерпевает сложности из-за того, что объекты, находящиеся на последних стадиях эксплуатации, имеют высокую истощенность залежей нефти и сильную обводненность. Подготовка нефти на промыслах имеет промежуточное положение, но от нее зависят эффективность и надёжность работы большинства объектов эксплуатации. От содержания воды в нефти, поступающих на переработку, зависит качество получаемых из неё продуктов, надёжность эксплуатации теплообменной и нефтеперегонной аппаратуры на нефтеперерабатывающих заводах [1, 2]. Кроме того при прокачке с нефтью даже небольшого количества эмульгированных частиц воды и механических примесей, способствует коррозии насосного оборудования, снижает пропускную способность трубопроводов и повышает опасность их порывов.

Водонефтяная эмульсия, как и любая другая, без стабилизирующих компонентов в силу большой свободной энергии, связанной с большой межфазной поверхностью, стремится сократить площадь этой поверхности. Образование стойких эмульсий чаще всего обусловлено наличием на поверхности межфазового слоя стабилизирующих компонентов. Одним из основных причин устойчивости к расслоению является [3] образование механического слоя эмульгаторов и твердых частиц на межфазной границе глобул. Чаще всего такую «корку» образуют асфальтены, соли нафтеновых кислот и тяжелых металлов, смолы, парафины и механические примеси. Эти соединения образуют на в межфазовом слое плотные оболочки, препятствующие их флокуляции и коалесценции.

Можно выделить три основных этапа процесса разрушения водонефтяной эмульсии, поступающей из скважин: первый этап - термохимический метод воздействия, который предполагает термическое воздействие и внутритрубную деэмульсацию; второй этап - коагуляция нефтяных капель электрическим полем, которое создается переменным электрическим током и промывка в слое воды; 3 - разделение фаз путем отстаивания в резервуарах.

На первом этапе, процесс отделения добытой нефти из скважины от воды может быть осуществлен во время перекачки. В групповых замерных устройствах (ГЗУ) подается горячая вода содержащая деэмульгатор. Таким образом, в процессе транспортировки происходит смешивание и частичное отделение нефти от воды и газа. Далее нефть подогревается до 70 - 90 °С и в нее подается деэмульгатор. На втором этапе в зависимости от свойств пластовой воды подготовка нефти и технологии подготовки могут существенно отличаться и применяться несколько стадий сепарации. Далее отправляется в отстойник, где происходит итоговое разделение фаз нефти и воды. Для опреснения нефти от соли промывается пресной водой. Смесь направляется в отстойник, где достигает необходимого содержания солей. Применение этих методов предполагают затраты на эмульгатор и электроэнергию, в результате чего повышается себестоимость нефти.

В настоящее время в абсолютном большинстве случаев подготовка нефти включает термохимическую деэмульсацию. Для усиления действия деэмульгатора и уменьшения расходов на эту статью затрат, увеличения скорости осаждения, в особенности, для высоковязких и сильно стабилизированных эмульсий, используют методы дополнительной сепарации. Одним из наиболее часто применяемых методов является электро-коалесценция. Электрическое поле поляризует каплю нефти с образованием заряда, который способствует утончению пленки. Множество публикаций представлено о применении сверхвысокочастотного электромагнитного излучения для разрушения нефтеэмульсии. Известно, что основным поглотителем энергии СВЧ излучения является вода, поэтому в глобулах происходит нагрев, что способствует коалесценции.

На сегодняшний день также наблюдается множество попыток и идей применения магнитного поля, которое оказывает влияние на вязкость и дисперсность водонефтяных эмульсий, поверхностное натяжение на границе раздела фаз, кристаллизацию неорганических солей и т. д. [2-4].

Из рассмотренных работ [2-6] следует, что воздействие магнитных полей низкой частоты (30 - 400 Гц) положительно влияет на разрушение водонефтяной эмульсии, наблюдается ускорение коагуляции и коалесценции капель воды, увеличивается скорость отстоя, способствует снижению количества деэмульгатора.

В Работе [6] показан успешный опыт применения магнитных полей низкой частоты (30 Гц) по обезвоживанию нефти Киенгопского месторождения, относящихся по своим физико-химическим свойствам к тяжелым (900 кг/м³) и высоковязким. Результаты экспериментов совместного воздействия на эмульсии деэмульгатором (ИНТЕКС-720) и магнитным полем показывают, что остаточное водосодержание уменьшается на 40-49%, чем с деэмульгатором и термовоздействием.

В работе [3] представлены результаты магнитно-вибрационной обработки нефтеэмульсии. Простейшая схема воздействия, предполагающая пропускание эмульсии через каскад постоянных магнитов и вибрационную установку, в некоторых опытах способствовала увеличить скорость ее расслоения в 2,5-3 раза.

Еще один успешный опыт применения магнитного поля для разделения эмульсии НГДУ «Белкамнефть» представлен в работе [8]. Магнитная обработка с прямоугольной формой изменения напряженности магнитного поля (30 Гц) и напряженности магнитного поля 24 кА/м способствовала повышению скорости расслоения эмульсии до 50%, уменьшению расхода деэмульгатора на 20 %.

В работе [9] предложено устройство магнитного сепарирования эмульсии типа «нефть в воде» кассетно-патронного типа, который работает с применением высокодисперсного магнетита. Рабочий орган устройства изготовлен из редкоземельных неодимовых магнитов. Расчеты и результаты экспериментов показывают, что конструкция позволяет экстрагировать нефтяную частицу, покрытую слоем магнетитовых частиц, размерами менее 20 мкм.

В работе [10] для уменьшения водосодержания нефти применяется вращающееся магнитное поле. Техническое решение устройства основано на получении магнитного поля внутри многофазной обмотки за счет определенного сдвига фаз. Как показывают результаты, комбинированное применение вращающегося магнитного поля вместе с химическим реагентом СНПХ-4460У в динамическом и статическом режиме удалось снизить с более 60% до 20 % и менее.

При весьма широком спектре существующих методов и предлагаемых устройств не разработана теория влияния магнитных полей на разрушение многокомпонентной частицы, которая бы позволяла осуществлять проектирование устройств, применимых к конкретным месторождениям, с известными физико-химическими свойствами. Таким образом, разработку магнитных устройств проводят на предположениях и лабораторных испытаниях для определения оптимальных параметров устройства.

В диссертационной работе [3] сделано предположение о том, что основным механизмом разрушения водонефтяных эмульсий в магнитном поле является его воздействие на глобулы нефти в воде, заключающееся в разрыхлении бронирующих оболочек на границе нефть – вода, вследствие перемещения в них соединений железа в сторону источников магнитного поля. Эта гипотеза требует более детального изучения. Нет представлений и моделей, доказывающих факт наличия на поверхности эмульсий ферромагнитных частиц в достаточном количестве для создания нужного магнитного момента, а так же их перемещения по поверхности.

Известно выражение, для оценки действия магнитного поля напряженностью H и градиентом dH/dy на частицу объемом V и магнитной восприимчивостью χ :

$$F = \chi\mu_0 V H \frac{dH}{dy}$$

Одним из важных параметров взаимодействия является магнитная восприимчивость. Величина магнитной восприимчивости χ прямо пропорциональна намагниченности J и обратно пропорциональна напряженности H магнитного поля: $\chi = J / H$.

Известно, вещества могут иметь положительную и отрицательную магнитную восприимчивость. Когда тело попадает в магнитное поле, в его электронной оболочке, возникают индуцированные круговые токи. У парамагнетиков молекулы ориентируются по направлению внешнего магнитного поля, перекрывая диамагнетизм, усиливают суммарно поле. В диамагнетиках по правилу Ленца токи создают магнитный момент против внешнего магнитного поля. Таким образом, диамагнетики намагничиваются против поля. Учитывая то, что компоненты нефти и вода имеют различную магнитную восприимчивость (таблица 1), могут происходить деформации капли.

Таблица 1 - Магнитная восприимчивость некоторых веществ в составе водонефтяной эмульсии

Вещество	$\chi \cdot 10^{-6}$
Вода	-13
Углекислый газ	-21
Анилин	-62
Бензол	-54
Метан	-16
Октан	-96

В работе [7] было выдвинуто предположение, что в магнитном поле, каждая глобула нефти, в эмульсии типа «нефть в воде», испытывает изменение своей геометрической формы, а именно, сплющивается параллельно магнитным линиям, так как компоненты нефти имеют намного более сильную отрицательную магнитную восприимчивость, нежели вода. В эмульсии же обратного типа, «вода в нефти», глобула воды растягивается вдоль магнитных линий, испытывая давление окружающей её нефти, подвергающейся в разы более сильному диамагнитному выталкиванию, нежели вода. А при изменении геометрической формы глобулы с шара на любую другую, будет увеличиваться площадь её поверхности, а толщина бронирующего слоя уменьшаться.

Как показывает опыт рассматриваемых работ, переменное магнитное поле низкой частоты позволяет снизить расходы деэмульгатора и сократить время пребывания в отстойниках. Таким образом, гипотетически, с применением магнитных полей различной природы можно добиться разделения водонефтяной эмульсии на второй стадии, как эквивалент электрическим полям и СВЧ магнитным полям, путем воздействия за счет разностей магнитной восприимчивости на геометрическую форму эмульсии, что способствует увеличению площади поверхности и уменьшению толщины бронирующего слоя.

Библиографический список:

1. Позднышев Г.Н. Стабилизация и разрушение эмульсий. М., Недра, 1982. – 222 с.
2. Пивоварова Н.А. Магнитные технологии добычи и переработки углеводородного сырья: Обз. Инф. – М.: «Газпром экспо», 2009. – 120 с.
3. Вольцов А.А. Интенсификация процесса расслоения водонефтяных эмульсий путем их магнитно-вибрационной обработки. Канд. диссертация. Уфа: УГНТУ. –2006. – 122 с.
4. Лоскутова Ю.В., Юдина Н.В. Влияние магнитного поля на структурно-реологические свойства нефтей // Изв. Томского политехн. ун-та. – 2006. Т. 309. – № 4. – С. 104-109.
5. Пивоварова Н.А. Природа влияния постоянного магнитного поля на нефтяные дисперсные системы // Нефтепереработка и нефтехимия. – 2004. – № 10. – С. 20–26.
6. Шайхулов А.М., Бойчук А.А., Докичев В.А., Свирский С.Э., Сингизова В.Х., Крестелева И. В., Телин А. Г. Влияние магнитного поля на деэмульсацию водонефтяной эмульсии пласта А₄ киенгопского месторождения // Нефтегазовое дело, 2014.– Т.12, № 1. – С. 141–148
7. Ермеев А.М., Елпидинский А.А. О применении магнитного поля в процессах разрушения водонефтяных эмульсий // Вестник казанского технологического университета. – 2013.– Т.16, №2. – С.170 – 173.
8. Инюшин Н.В., Ишемгузин Е.И., Каштанова Л.Е., Лаптев А.Б., Максимочкин В.И., Хайдаров Ф.Р., Шайдаков В.В. Аппараты для магнитной обработки жидкостей / – Уфа: Государственное издательство научно-технической литературы «Реактив», 2000. – 147 с.
9. Быков И.Ю., Лютоев А.А., Смирнов Ю.Г., Семин В.И. Магнитный сепаратор для доочистки пластовой воды от эмульгированной нефти с применением нанодисперсного магнетита // Строительство нефтяных и газовых скважин. – 2018.– № 8. – С. 56-61;
10. Быков И.Ю., Чупров И.Ф., Оскорбин И.А. Регрессионная модель для оценки экспериментальных данных при обработке нефтяных эмульсий в режиме циркуляции вращающимся электромагнитным полем // Строительство нефтяных и газовых скважин. –2019. – № 3. – С. 59-63.

УДК 620.179.1

К вопросу оценки технического состояния труб нефтегазового сортамента

Автамонов В.А., Быков И.Ю., Денисов М.А.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Разработка новых нефтяных и газовых месторождений сопровождается увеличением глубин и усложнением профилей скважин, а также изменяющимися и ужесточающимися условиями эксплуатации труб. Рабочие температуры в диапазоне от –60 до +150 – 200°С, знакопеременные нагрузки, коррозионные процессы под напряжением в агрессивных средах подразумевают повышенные характеристики (прочность и пластичность), сопротивление хрупкому и усталостному разрушению труб нефтегазового сортамента, в частности, обсадных, бурильных и насосно-компрессорных труб.

По актуальным сведениям, главной причиной аварий на промыслах при добыче нефти и газа является выход из строя труб нефтегазового сортамента, из которых около половины связаны с негерметичностью резьбового соединения трубы и муфты. [1]

Вследствие этого, наиболее важным условием гарантии качества при изготовлении трубной продукции и её восстановлении после эксплуатации является высокий уровень методов и средств её контроля.

В соответствии с действующими нормами оценке технического состояния подлежат как новые, так и бывшие в употреблении буровые, насосно-компрессорные и обсадные трубы. По ГОСТ 633-80, ГОСТ Р 52203-2004, ГОСТ 632-80 и ГОСТ 32696-2014 процесс оценки технического состояния труб состоит из таких операций, как: визуальный контроль (осмотр); инструментальный контроль; контроль качества резьбового соединения труб и муфт; дефектоскопия; толщинометрия; шаблонирование; гидравлические испытания; покрытие поверхности труб; маркировка; комплектование (рисунок 1). [2]

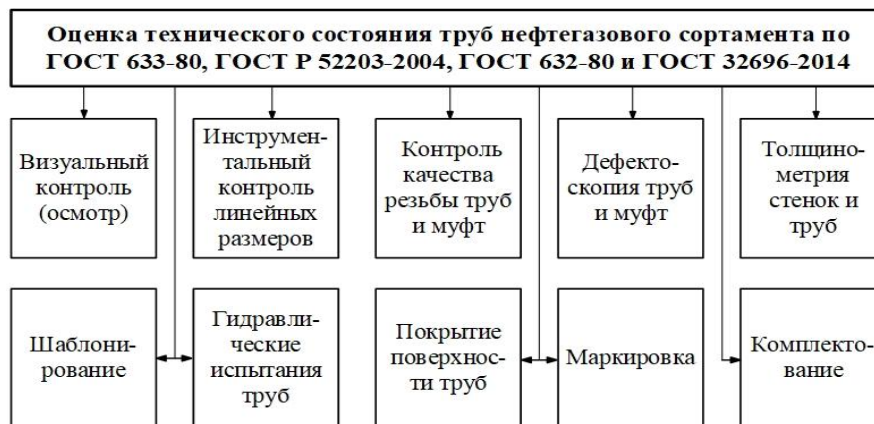


Рисунок 1 – Существующий комплекс оценки технического состояния труб нефтегазового сортамента

Контроль тела трубы. После того, как трубы очистили, их подвергают визуальному контролю (ВК) невооруженным глазом, а также с помощью оптических средств, например, луп. ВК состоит в осмотре трубы по всей её длине в поисках механических и коррозионных повреждений.

Инструментальный контроль (ИК) осуществляется с применением средств измерений, таких как линейка, штангенциркуль и других. На этом этапе происходит проверка геометрических размеров и параметров труб и муфт.

После ВК и ИК трубы подвергают дефектоскопии, с помощью которой осуществляется толщинометрия и неразрушающий контроль (НК) тела труб. Большинство методов НК стандартны, т.е. включают процессы, проверенные и используемые во всем мире. Несмотря на это, возможно и применение иных методов, позволяющих обнаруживать повреждения, например, для труб, находящихся в специфичных эксплуатационных условиях.

Диагностику ультразвуковым методом (УЗК) можно рассмотреть на примере ультразвуковой системы Т-18. Данная система используется для обнаружения повреждений следующих видов: несплошности, неоднородности и расслоения металла, а также для толщинометрии. Установка Т-18 включает в себя 4 иммерсионных ванны, которые располагаются последовательно друг за другом. Первые две ванны предполагают проведение сплошного иммерсионного УЗК тела трубы на расслоения и измерение толщины стенки трубы. Также, первая иммерсионная ванна предназначена для выявления продольно-ориентированных дефектов, таких как трещины. Третья и четвёртая ванны позволяют обнаружить поперечные дефекты. [3]

Магнитный контроль (МК) заключается в сканировании тела трубы по длине с применением метода рассеянного магнитного потока. Этот метод основывается на анализе взаимодействия магнитного поля с телом трубы. В результате анализа выявляются магнитные поля рассеяния, возникающие над дефектами, или изменения магнитных свойств материала трубы, на основании чего судят о степени опасности обнаруженных дефектов. МК используется для контроля уменьшения толщины стенки, усталостные трещины, коррозионные язвы, порезы и т.д. [4]

Метод магнитного рассеяния используется, например, в автоматизированном стационарном комплексе ОМНИСКОП (производство г. Санкт-Петербург). Данный аппарат предназначен для контроля труб нефтегазового сортамента диаметром от 30 до 168 мм. Включает в себя 2 модуля – модуль продольных дефектов и модуль поперечных дефектов. Датчики примыкают к трубе и фиксируют наличие дефектов. Скорость прохода трубы через модуль до 2 м/с.

Контроль вихретоковым методом (ВТК) базируется на исследовании взаимодействия внешнего электромагнитного поля с электромагнитным полем вихревых токов, формируемом ферромагнитной катушкой (вихретоковым преобразователем – ВТП). В настоящее время находят всё большее применение многоканальные вихретоковые сканеры, позволяющие контролировать большие участки, несмотря на свою компактность, например, система TiS 8C отечественного производства. Большая часть таких устройств состоит из объединенных нескольких катушек ВТП в один корпус, поэтому их еще называют матричными. [5]

Магнитопорошковый контроль (МПК) – заключается в применении магнитного порошка, поглощающегося в местах повреждений. При этом в местах поглощения образуется «магнитная метка» – валики чёрного магнитного порошка, что контролируется глазами наблюдателя. МПК позволяет выявлять как поверхностные, так и внутренние дефекты. Негативной стороной метода является ограниченный доступ к ферромагнитному материалу, для полного исследования поверхности трубы необходимы специальное оборудование и источник питания.

Капиллярный метод (метод проникающих веществ – ПВК) – базируется на проникновении особого вещества – пенетранта – в несплошности поверхностных и сквозных дефектов тела трубы, с дальнейшим извлечением пенетранта из них. Длительность ПВК зависит от физических свойств вещества, характера повреждений и порядком заполнения пенетрантом несплошностей. В течение 30 минут можно будет выявить поверхностную усталость, коррозионное растрескивание под напряжением, а также установить размер трещин.

Как было сказано ранее, большая часть выхода из строя труб нефтегазового сортамента связана с повреждениями резьбы. В связи с этим стоит уделить особое внимание оценке технического состояния резьбовых соединений.

Контроль резьбовых соединений. ВК представляет собой прямой контроль резьбовых соединений, в котором применяются зрение наблюдателя, а также различные технические приспособления (оптические) для обнаружения более мелких дефектов. Обычно ВК проводят перед всеми остальными видами контроля. Преимуществами данного метода являются возможность его проведения в любых условиях и минимальный набор приспособлений. Однако, ввиду своей простоты, эти методы предоставляют неполные и только качественные сведения о состоянии резьбового соединения, не давая количественного анализа её параметров (внутренний, наружный, средний диаметры; шаг; длина; угол наклона профиля и т.д.)

Методы ИК на сегодняшний день преобладают при диагностике параметров резьбовых соединений. Суть этих методов заключается в применении для получения необходимых сведений о резьбе, специальных инструментов и устройств (калибры-пробки, калибры-кольца, шаблоны, шагомеры, угломеры, индикаторные головки, эталоны шероховатости и т.д.). Среди недостатков ИК стоит выделить высокую погрешность измерений по сравнению с другими методами, низкую эффективность контроля, а также отсутствие возможности проведения в автоматическом режиме.

Акустический метод контроля (АК) основан на регистрации параметров упругих волн, возникающих или возбуждаемых в резьбовом соединении. При обнаружении повреждений (несплошности, трещины, неоднородность структуры и т.д.) волны меняют свои параметры. Методы АК дают возможность получить широкий спектр данных о состоянии резьбы. Согласно актуальным сведениям, больше 50% современных средств НК являются акустическими. Среди проблем АК состояния резьбовых соединений можно отметить ограниченное количество измеряемых характеристик, низкую помехозащищенность измерений и относительно высокую трудоемкость.

Преимуществами методов МК и ВТК касательно диагностики резьбовых соединений являются высокая чувствительность, возможность проведения бесконтактного контроля, высокая эффективность. Среди приборов российского производства выделяются вихретоковые дефектоскопы Константа ВД-1, а также электроиндуктивные приборы серии МД, на базе приборов МД-3 и МД-5 совместно с НПО «Спектр» (г. Ростов-на-Дону) организован серийный выпуск прибора для контроля резьбовых соединений МД-40-К. К недостаткам МК можно отнести дороговизну приборов, осуществляющих диагностику, а также недостаточную точность измерений геометрических характеристик резьбового соединения.

Оптические (лазерные) методы контроля (ОК) базируются на регистрации и анализе взаимодействия оптического (лазерного) излучения с резьбовым соединением. Данные методы, в отличие от других, дают возможность получить наиболее точные и полные сведения о геометрических характеристиках резьбы. К информативным параметрам ОК относят пространственно-временные распределения его амплитуды, частоты, фазы и поляризации. Изменения этих параметров при взаимодействии с резьбой в процессе явлений интерференции, дифракции, дисперсии, поляризации, отражения, преломления, поглощения и рассеяния применяют для получения необходимой информации. Использование лазеров помогло полностью осуществить потенциальные возможности оптических методов. [6] Данный метод нашел применение в установке «Резьба-М» (производство г. Екатеринбург) для лазерного 3D-сканирования трубы, замков и муфт.

Таким образом, был проведен анализ методов диагностики труб нефтегазового сортамента, а также рассмотрены некоторые приборы для контроля тела трубы и резьбового соединения. Данный анализ послужит основой для разработки методики исследования формоизменения резьбового соединения при стендовых испытаниях.

Библиографический список:

1. Ананченко Владимир Николаевич, Цыбрий Ирина Константиновна, Моргунов Вадим Васильевич Особенности изготовления и контроля резьбы на трубах нефтяного сортамента // Advanced Engineering Research. 2009. №S1. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/osobennosti-izgotovleniya-i-kontrolya-rezby-na-trubah-neftyanogo-sortamenta> (дата обращения: 16.11.2021)
2. Селиванов Д.Г. Совершенствование оценки технического состояния насосно-компрессорных труб в условиях скважинной коррозии: автореф. дис. канд. техн. наук: 05.02.13. - Ухта, 2010.
3. Автоматизированный контроль // ОКOndtGROUP URL: <https://www.ndt.com.ua/ru/products/at/snk-uniskan-luch-t-18> (дата обращения: 01.12.2021).
4. Лаборатория неразрушающего контроля // Delta Energy Services URL: <https://delta-energy.ru/services/laboratory-of-non-destructive-testing/> (дата обращения: 01.12.2021).
5. Грабовский А.В. Вихретоковый контроль бурильных труб // Территория Нефтегаз. 2016. №10. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/vihretokovyy-kontrol-burilnyh-trub> (дата обращения: 01.12.2021).
6. Калинин Олег Борисович Современное состояние методов и средств контроля резьбовых соединений труб различного назначения // ГИАБ. 2002. №2. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/sovremennoe-sostoyanie-metodov-i-sredstv-kontrolya-rezbovyh-soedineniy-trub-razlichnogo-naznacheniya> (дата обращения: 17.11.2021).

УДК 622.24.057.2

Экспериментальные исследования прочностной надежности захватного устройства

Блохин П.А., Быков И.Ю.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Аннотация:

Блохин П.А. Экспериментальные исследования прочностной надёжности захватного устройства/УГТУ, каф. МОНиГП; рук. Быков И.Ю. – Ухта, 2021 – 19с. 4 рис.

В данном докладе проведено экспериментальное исследования прочностной надёжности захватных устройств и выбрана лучшая модель конструкции захватного устройства.

Ключевые слова : конструкции захватных устройств, элеватор..

Аннотация на английском языке:

Blokhin P.A. Experimental studies of the strength reliability of the gripper / USTU, dept. MONiHP; hands. Bykov I.Yu. - Ukhta, 2021 - 19p. 4 fig.

In this report, an experimental study of the strength reliability of the gripper was carried out and the best model of the gripper design was selected.

Key words: construction of gripping devices, elevator.

Введение:

Нефтегазовое оборудование с каждым годом претерпевает все больше конструктивных изменений. Изменения в своем подавляющем большинстве несут положительный характер, так как благодаря им повышается межремонтный период и увеличивается долговечность конструкции.

В данном докладе проведено экспериментальное исследование прочностной надёжности захватного устройства и выбрана лучшая модель конструкции захватного устройства..

Актуальность:

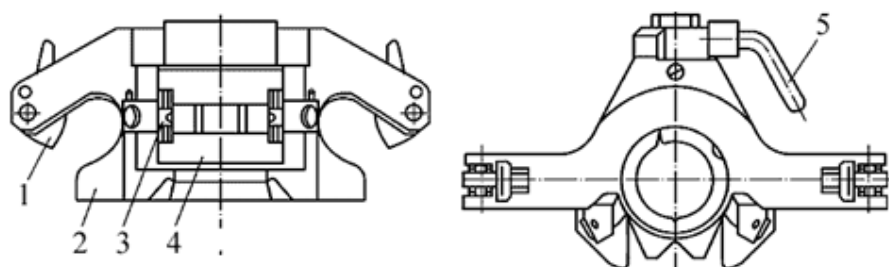
На сегодняшний день существует проблема выхода из строя захватного устройства, а именно данное устройство ослабевает и отпускает трубу, что в свою очередь ведёт к денежным потерям на производстве и необходимости замены элеватора.

Цель работы:

Целью работы является рассмотрение экспериментального метода исследования прочностной надёжности захватного устройства и выбор лучшего из них.

Для проведения экспериментальных испытаний были выбраны следующие модели элеваторов: ЭТАД-80, элеватор типа ЭТА-50, элеватор типа ЭС-60М и выбрана лучшая модель элеватора.

Элеватор типа ЭТАД-80



1 - предохранитель; 2 - корпус; 3 - упор; 4 - захват; 5 - рукоятка

Рисунок 1 - Элеватор типа ЭТАД-80

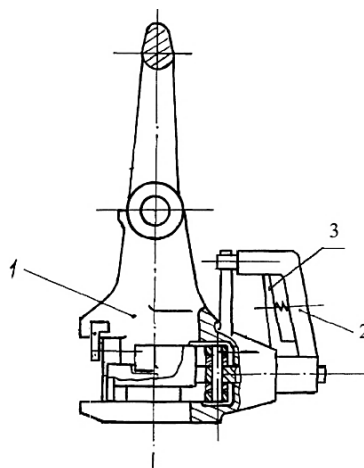
Данный элеватор работает следующим образом.

Рукоятка 5 поворачиваем по часовой стрелке до упора и захватное устройство открывается, далее в него вводится труба и рукоятка поворачивается против часовой стрелки до упора, тем самым устройство захвата зажимает трубу.

Положительной стороной данного элеватора является простота конструкции и легкость в использовании.

Отрицательной стороной данного элеватора являются большие габариты и вес устройства.

ЭТА-50



1 – корпус; 2 – рукоятка; 3 – рычаг

Рисунок 2 – Элеватор для насосно-компрессорных труб ЭТА-50

Элеватор представленный на рисунке 4 используется на многих предприятиях, он работает следующим образом:

Нажать на рычаг 3, поднимется палец и отпустит шток с захватом и челюсти откроются. Для закрытия элеватора необходимо зажать рычаг 3 на рукоятке 2 и вставить шток до упора, далее отпустить рычаг и палец зажмет шток.

Положительной стороной данного элеватора является простой, но в тоже время надежный механизм захвата, а так же лёгкость замены механизма захвата прямо на рабочем месте.

Минусом данного элеватора является то, что пружина механизма захвата быстро ослабевает.

ЭС-60М



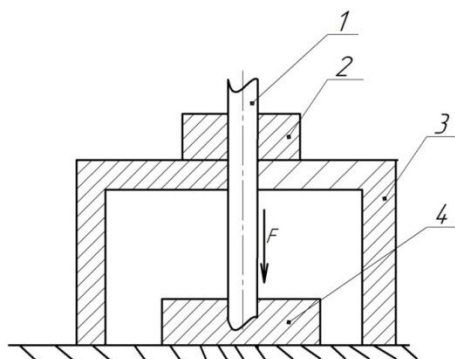
Рисунок 3 – Элеватор ЭС-60

Принцип работы данного элеватора схож с принципом работы элеватора, представленного на рисунке 2. Отличительной чертой является то, что при нажатии на рычаг необходимо повернуть рукоятку.

Положительной стороной элеватора является лёгкость эксплуатации и простота в обслуживании.

Минусом данного элеватора является то, что пружина механизма захвата быстро ослабевает.

Эксперимент проводился на стенде, показанном на рисунке 4.



1 – труба; 2 – элеватор; 3 – опора; 4 - пресс

Рисунок 4 – Экспериментальный схематический стенд
(Авторы: Папуловский А.М., Халаман Б.С.)

Данный стенд состоит из опоры на которой установлен элеватор, в захватном устройстве которого зажата труба, на данную труду оказывает влияние пресс, который создаёт силу, которая тянет трубу вниз.

Стенд работает следующим образом:

- на опору устанавливается один из образцов захватных устройств
- в захват вводится труба и зажимается им;
- на трубу действует сила, приложенная прессом, которая равна 40000 Н;
- происходит наблюдение за данным устройством до того момента пока челюсти захватного устройства не ослабятся и не отпустят трубу;

Данное действие повторяется 3 раза.

После проведения экспериментов получили следующие данные, представленные в таблице 1.

Таблица 1 – Время до ослабления захвата

Название	Время до ослабления захвата, дни
ЭТАД-80	30
ЭТА-50	55
ЭС-60М	27

По результатам таблицы 1 можно сделать вывод, что самым надёжным захватом оказался захват элеватора ЭТА-50.

Данные исследования проводились в лабораторных условиях, поэтому на производстве необходимо учитывать такие факторы как изменение температуры, климатические условия, которые отрицательно действуют на захватное устройство.

Так же не стоит забывать про то, что во время эксплуатации на производстве захватное устройство постоянно выполняет запирающие и отпирающие действия и вследствие этого быстрее выходит из строя.

Заключение

В работе было проведено экспериментальное исследования прочностной надёжности захватного устройства и выбрана лучшая модель конструкции захватного устройства.

Работа имеет большое практическое значение, так как знание долговечности захватного устройства поможет оптимально подобрать время проведения ремонта или замены устройства с минимальными финансовыми затратами.

Научная значимость материала заключается в обосновании выбора захватного устройства и его долговечности.

Библиографический список:

- 1 Молчанов А. Г. Машины и оборудование для добычи нефти и газа; Альянс - Москва, 2013. - 588 с.
- 2 Иванов А. Н., Рапацкая Л. А., Буглов Н. А., Тонких М. Е. Нефтегазоносные комплексы.
- 3 Снарев А. И. Расчеты машин и оборудования для добычи нефти и газа; Инфра-Инженерия - Москва, 2010. - 232 с.
- 4 Бобрицкий, Н. В. Основы нефтяной и газовой промышленности / Н.В. Бобрицкий. - М.: Книга по Требованию, 2012. - 202 с.
- 5 Быков И. Ю. Эксплуатационная надежность и работоспособность буровых машин [Текст]: Учеб. пособие для вузов / И. Ю. Быков, Н. Д. Цхадая. – Ухта: УГТУ, 2004. – 196 с.

УДК 622.24.05:622.23.051

Исследование взаимодействия тыльного конуса шарошки бурового инструмента со стенкой скважины

Борейко Д.А., Хламов В.А.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Сериков Д.Ю.

Российский государственный университет (НИУ) нефти и газа им. И.М. Губкина, г. Москва

Развитие нефтегазовой отрасли напрямую связано с увеличением объёмов и уменьшением стоимости буровых долот. Одним из важнейших элементов буровой отрасли является породоразрушающий инструмент.

Несмотря на тот факт, что за последние годы всё большие объёмы бурения осуществляется алмазными буровыми долотами, применение шарошечных долот всё ещё занимает достойное место в общем объёме используемого бурового инструмента. Особенно это касается долот больших диаметров (от 393,7 до 660,4 мм), где стоимость алмазного долота довольно высока, а бурение данным типом инструмента требует значительного увеличения крутящего момента. Следовательно, повышение эффективности шарошечного бурового инструмента является актуальной задачей. В особенности, внимания требуют двухшарошечные долота, которые имеют большие преимущества по сравнению с другими шарошечными долотами. [1]

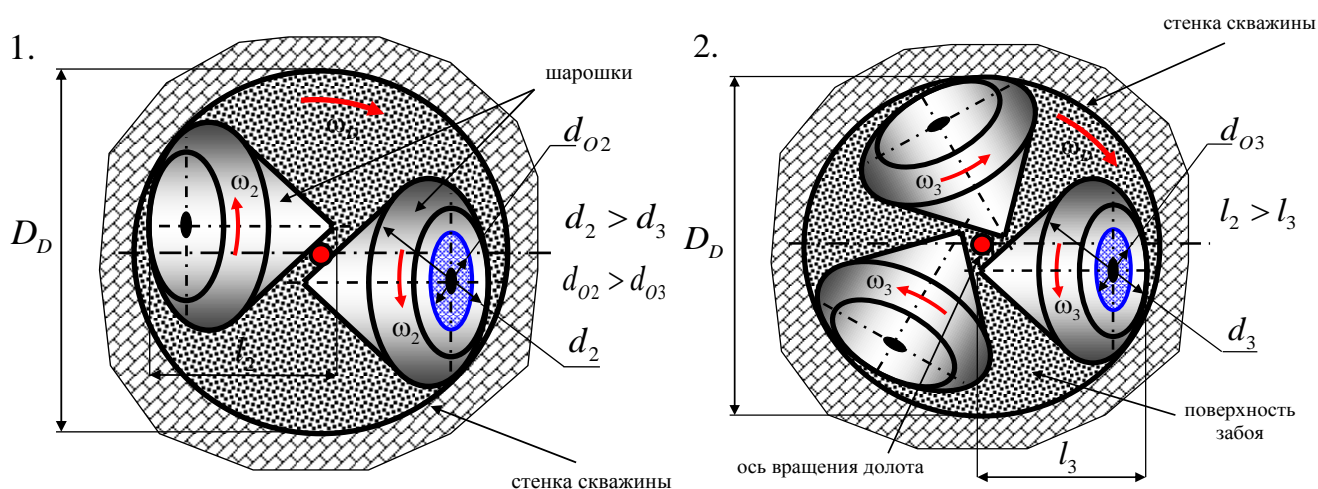
Целью данной работы является исследование взаимодействия тыльного конуса шарошки бурового инструмента со стенкой скважины.

Для достижения поставленной цели, потребуется решить следующие задачи:

- проанализировать конструкции шарошечных долот;
- провести сравнительную характеристику двух- и трёхшарошечных долот;
- смоделировать взаимодействие шарошки долота со стенкой скважины;
- сделать выводы о характере взаимодействия.

Для проведения исследования сначала следует выбрать соответствующее долото, которое будет выступать в качестве базовой модели. В нашем случае, выбор падает на трёхшарошечные и двухшарошечные долота, как наиболее распространённые. Для того, чтобы выбрать подходящий породоразрушающий элемент, необходимо провести сравнение конструкций, достоинств и недостатков.

На рисунке 1 представлен анализ конструкции двух- и трёхшарошечных долот, который показывает различия в воздействии долот на забой скважины, а также разницу в различных характеристиках шарошек. [2]



а) – конструкция двухшарошечного долота; б) – конструкция трёхшарошечного долота;

d_2 – диаметр шарошки двухшарошечного долота; d_3 – диаметр шарошки трёхшарошечного долота; ω_2 – угловая скорость вращения шарошки двухшарошечного долота; ω_3 – угловая скорость вращения шарошки трёхшарошечного долота; ω_D – угловая скорость вращения долота; d_{O2} – диаметр опорного узла двухшарошечного долота; d_{O3} – диаметр опорного узла трёхшарошечного долота; l_2 – длина образующей шарошки двухшарошечного долота; l_3 – длина образующей шарошки трёхшарошечного долота; D_D – диаметр долота

Рисунок 1 – Сравнение конструкций двух- и трёхшарошечных долот

Далее следует провести сравнительный анализ между двухшарошечными и трёхшарошечными долотами [2 - 4]:

1. Наличие более значительных диаметров шарошек и габаритов опорных узлов у двухшарошечных долот позволяет повысить надежность работы шарошки за счёт значительного увеличения размеров подшипников, а также толщину стенок шарошек. Также это позволяет размещать на поверхностях увеличенных венцов большее количество породоразрушающих элементов – фрезерованных зубьев.

2. Увеличение габаритных наружных размеров шарошек и их подшипниковых узлов у двухшарошечных долот, больший вылет и шаг зубьев увеличивают динамику воздействия зубьев вооружения на породу. Как следствие, удельное давление, создаваемое зубьями вооружения двухшарошечных долот на породу, примерно в 1,5 раза больше, чем у аналогичных по диаметру и одинаковой осевой нагрузке трёхшарошечных долот.

3. При создании двухшарошечных долот с твердосплавным зубчатым вооружением, увеличенная толщина стенок шарошек, кроме обеспечения увеличенных габаритов опоры, позволяет разместить и закрепить путем запрессовки или пайки твердосплавные зубки

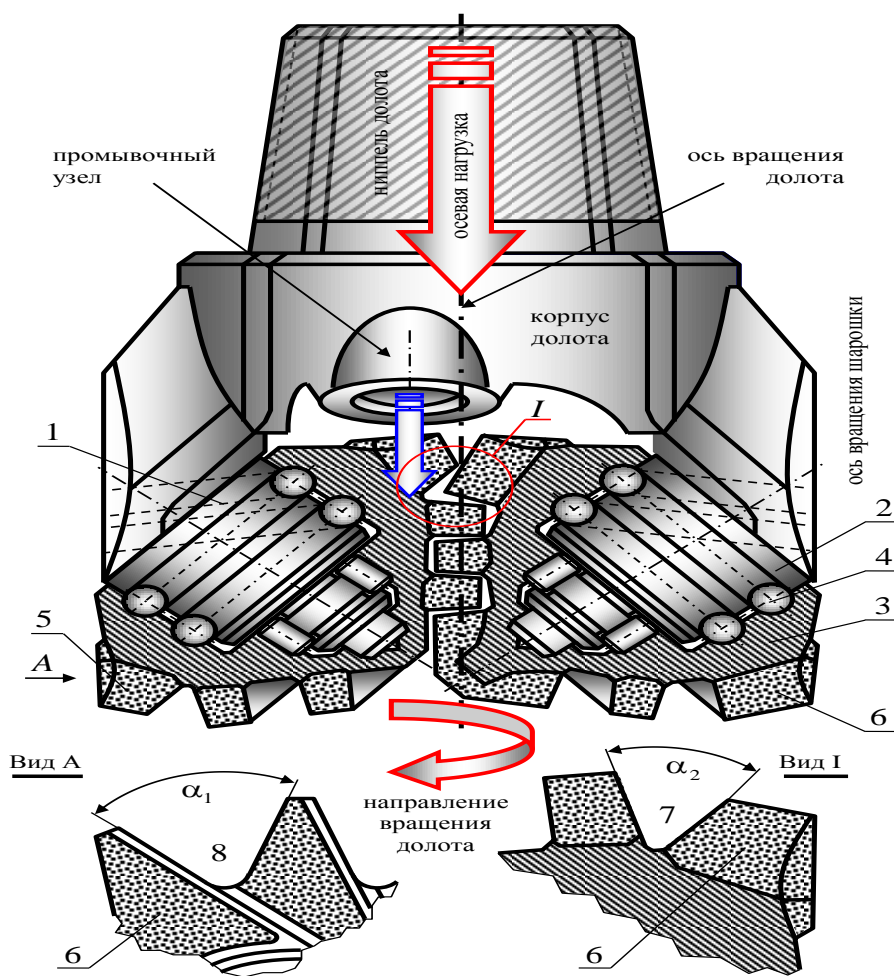
увеличенных габаритов, обладающих повышенной стойкостью по сравнению с твердосплавными зубками меньшего размера, используемых при оснащении аналогичных по диаметру трёхшарошечных долот, что повышает механическую скорость бурения.

4. Значительно более выгодные условия для размещения боковых промывочных узлов у двухшарошечных долот обеспечивает наличие эффекта дополнительного гидромеханического разрушения породы.

5. Двухшарошечные долота выпускаются не в трёхсекционном сварном исполнении, как трёхшарошечные, а в двухсекционном. Это значительно снижает трудоемкость и упрощает технологию их изготовления, и повышает надёжность и работоспособность.

6. Угол межзубцовых впадин у двухшарошечных долот, по крайней мере одного периферийного венца, равен углу межвенцовой впадины. Вследствие этого, упрощается технология изготовления и снижается стоимости всего долота. А также улучшается качество изготовления, и, следовательно, повышается качество и долговечность инструмента, что увеличивает проходку и механическую скорость бурения.

Как видно из представленной сравнительной характеристики, преимущество двухшарошечных долот перед аналогичными по диаметру трёхшарошечными очевидно. Поэтому мы выбираем в качестве базовой модели для исследования двухшарошечное долото со смещенными осями шарошек (рисунок 2).



α_1 – угол межзубцовых впадин; α_2 – угол межвенцовой впадины; 1 – лапы; 2 – наклонные цапфы; 3 – шарошки самоочищающиеся; 4 – подшипники; 5, 6 – зубья призматические; 7, 8 – впадины межзубцовые

Рисунок 2 – Конструкция двухшарошечного бурового долота

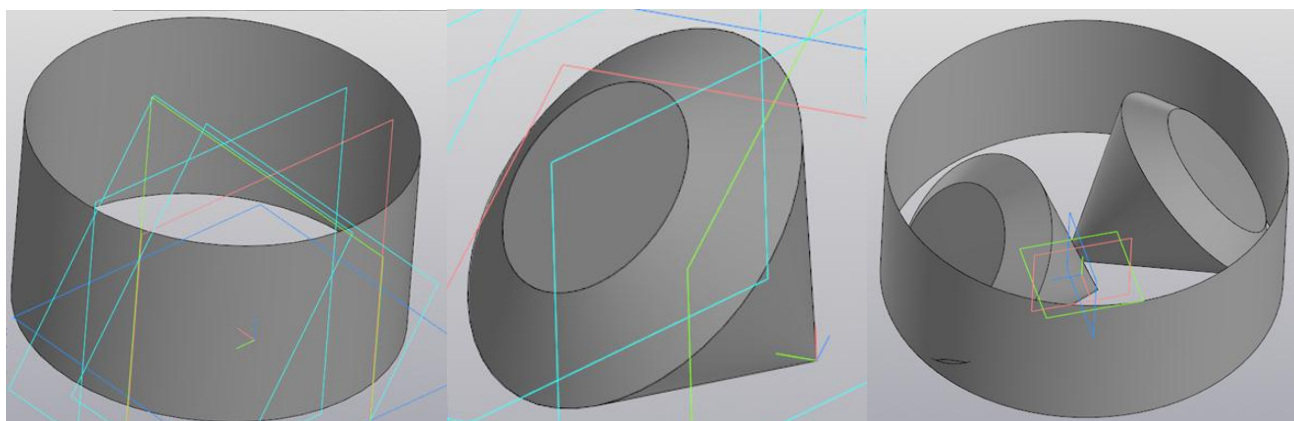
Для исследования взаимодействия тыльного конуса шарошки бурового инструмента со стенкой скважины была создана 3D-модель, в которой имитируется контакт шарошки с стенкой скважины через поверхность цилиндра и усеченный конус.

В многофункциональной системе автоматизированного, КОМПАС-3D, была сперва смоделирована стенка скважины, которую представляет собой полый тонкостенный цилиндр (рисунок 3, а).

Далее была смоделирована шарошка двухшарошечного долота, которая представляет собой сдвоенный конус, один из которых усечён. Один конус является основным, и взаимодействует с забоем скважины, а второй усеченный конус – калибрующим, и формирует ствол скважины, взаимодействуя со стенками (рисунок 3, б).

Совмещаем две фигуры, аналогично построив вторую шарошку долота так, чтобы шарошки взаимодействуют со стенкой её скважины (рисунок 3, в).

Сместив ось шарошки, мы получаем положение, в котором конус шарошки пересекает поверхность цилиндра по двум дугам на основном и калибрующем конусах.



а) – стенка скважины; б) – шарошка двухшарошечного долота; в) – конечная модель

Рисунок 3 – Процесс создания 3D-модели

Спроецировав с 3D модели три общих вида посредством проекционных связей и составив изометрию, мы получаем две линии взаимодействия стенки скважины и конусов шарошки, которые представляют собой две дуги, лежащие на цилиндрической поверхности (рисунок 4).

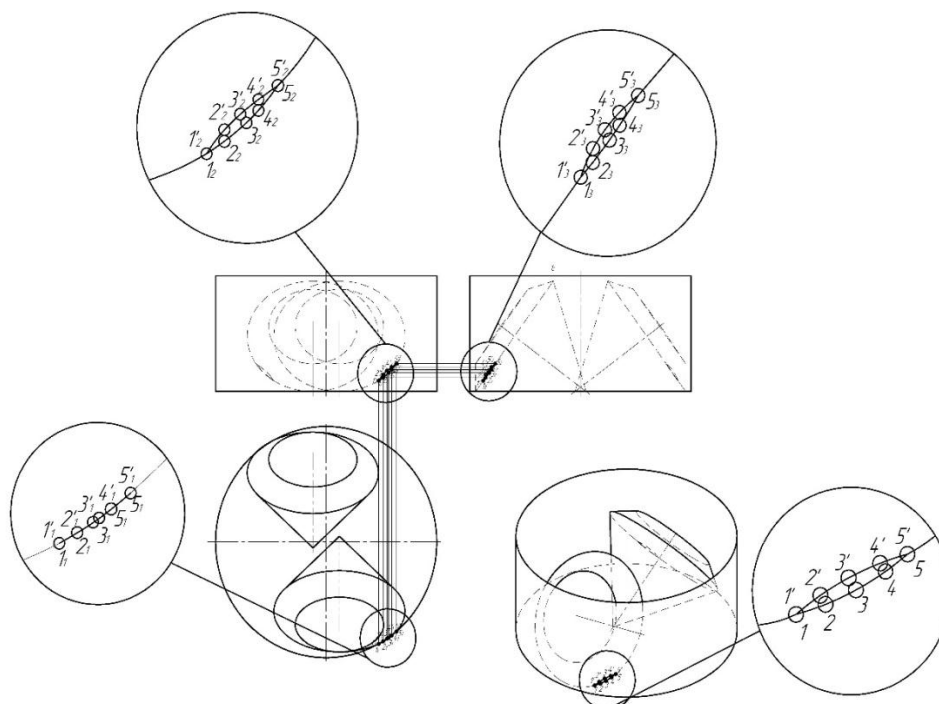


Рисунок 4 – Проекционные виды и изометрия

На виде слева получаются две линии пересечения, причём дуга соприкосновения на основании основного конуса шарошки имеет больший радиус, чем на калибрующем (рисунок 5).

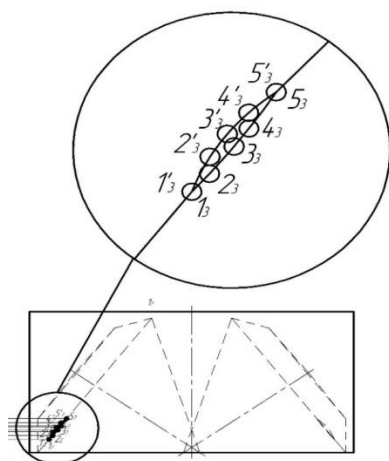


Рисунок 5 – Вид слева

На виде спереди линия взаимодействия на калибрующем конусе шарошки практически сливается с границей конусов, а на тыльном отчётливо отдалена от границы в виде ранее представленной дуги (рисунок 6).

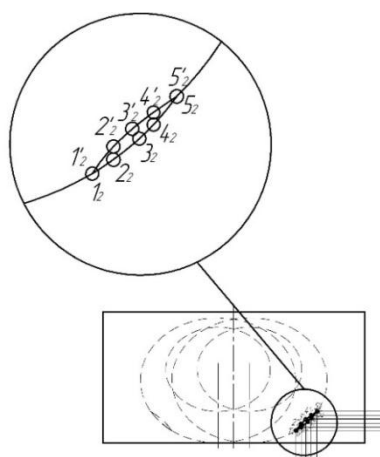


Рисунок 6 – Вид спереди

На виде сверху представлена одна линия пересечения, поверхность цилиндра, на которой располагаются все точки двух ранее рассмотренных линий (рисунок 7).

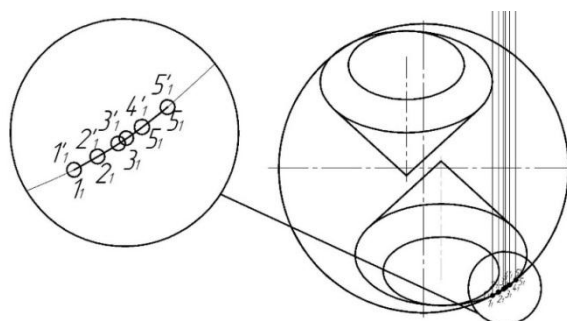


Рисунок 7 – Вид сверху

Общий результат мы можем наблюдать на изометрии, где две дугообразные линии пересечения представлены в пространстве (рисунок 8).

Обсуждение результатов исследования:

1. При увеличении смещения оси шарошки линии взаимодействия принимают более симметричный вид относительно грани соединения конусов. При уменьшении же смещения линия пересечения на периферийном конусе теряет дугообразный вид, принимая образ кривой, а линия пересечения на калибрующем конусе шарошки всё больше сливается с гранью соединения конусов.

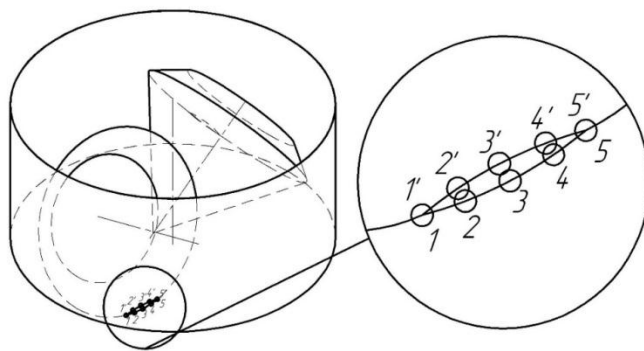


Рисунок 8 - Изометрия

2. Мы выяснили, в каком местоположении проходит взаимодействие шарошки и стенки скважины (на небольшом расстоянии от грани конусов в определённой дислокации на боковой поверхности), что в дальнейшем позволит, изменяя конструкцию вооружения (наклон, численность или материал зубьев). Однако для данного предложения необходимо провести дополнительные исследования.

3. Предположительно, при изменении угла наклона тыльного конуса шарошки одна из линий, преимущественно на тыльном конусе, будет приближаться к границе между конусами при увеличении угла, а при уменьшении, следовательно, линия взаимодействия будет отдаляться от этой границы.

4. Изменение угла линий взаимодействия также будет влиять на механическую скорость бурения. Так, при приближении линий взаимодействия к границе конусов характер воздействия на стенку скважины станет более режущим, что позволит с меньшим сопротивлением из-за площади взаимодействия формировать ствол скважины, не замедляя или препятствуя бурению.

По результатам исследования были сделаны следующие выводы:

1. Все представленные преимущества двухшарошечных буровых долот перед трёхшарошечными одинакового диаметра обеспечивают необходимость их применения при бурении скважин различного назначения и дальнейшего совершенствования их конструкций и технологий изготовления.

2. Благодаря результатам исследования был установлен характер взаимодействия тыльного конуса шарошки бурового инструмента со стенкой скважины. Он представляет собой две дугообразные линии, проходящие по калибрующему и тыльному конусам шарошки. При этом, они достаточно вариабельны и преобразуются при любом изменении параметров размещения или размеров шарошки.

3. Дальнейшее исследование взаимодействия шарошки со стенкой скважины позволит подбирать более оптимальные геометрические параметры шарошек и вооружения, что приведёт к повышению эффективности шарошечного бурового инструмента.

Библиографический список:

1. Ищук, А.Г. Шарошечный буровой инструмент / А.Г. Ищук, Д.Ю. Сериков // научная монография. – М. : МДМпринт, 2021. – 297 с.
2. Анализ конструктивных особенностей двух- и трёхшарошечных буровых долот для бурения нефтяных и газовых скважин / Д.А. Борейко, Д.Ю. Сериков // Проблемы геологии, разработки и эксплуатации месторождений и транспорта трудноизвлекаемых запасов углеводородов : материалы всероссийской научно-технической конференции (с международным участием). – Ухта : УГТУ, 2021. – С. 215-223.
3. Шигин, А.О. Сравнительный анализ эффективности работы шарошечных буровых долот / А.О. Шигин, Д.А. Борейко, Н.Д. Цахая, Д.Ю. Сериков // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. – 2021. – № S2. С. 10.
4. Обзор методов и методик технического диагностирования работоспособности шарошечных буровых долот / Д.А. Борейко, Д.Ю. Сериков, И.Ю. Быков // Рассохинские чтения : материалы международной конференции. – Ухта : УГТУ, 2021. – С. 66-69.

LLoT решения в нефтегазовой отрасли

Внуков Д.И., Нор Е.В.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

На многих крупных предприятиях работники до сих пор вынуждены совершать обходы и собирать данные с производственного оборудования вручную. Моё предложение, это полная автоматизация этого процесса, при помощи LLoT технологий

Промышленный интернет вещей (LLoT) программно-промышленный комплекс из сети датчиков и платформы. Датчики способны собирать данные и обмениваться информацией друг с другом через интернет.

Промышленный интернет вещей не только упрощает контроль технологического оборудования, но и собирает данные для других цифровых инструментов. Эти данные отправляются в корпоративное хранилище данных в режиме реального времени и используются средствами продвинутой аналитики для осуществления прогнозов, оптимизации технологических режимов (рисунок 1). LLoT – решения позволяют промышленности выйти на новый уровень автоматизации процессов, повышают надёжность производства.

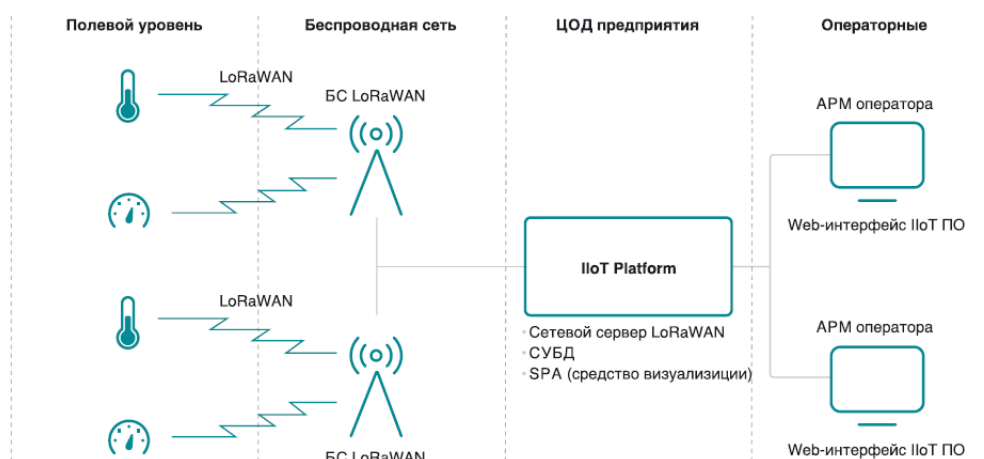


Рисунок 1 – Архитектура LLoT решений

Промышленный интернет вещей, интегрированный с производственными системами и предиктивными моделями – один из инструментов цифровой трансформации, который позволяет автоматизировать процессы и накапливать данные для принятия наиболее эффективных и оперативных решений и реализации.

Решение LLoT состоит из модемов с датчиками и запорной арматуры. Когда датчики обнаруживают утечку, они сообщают о ней на сервер персонала. Начальник смены отдает команду перекрыть вентиль на запорной арматуре и сообщает диспетчеру об обнаруженной протечке. Время срабатывания системы от момента обнаружения протечки до закрытия вентиля составляет всего от 5 до 7 секунд. Без внедрения LLoT технологий, персонал узнал бы об аварии в лучшем случае через несколько минут, в худшем – спустя несколько часов.

Условия для внедрения LLoT

Анализ лучших мировых практик внедрения LLoT в исследовании J'son & Partners Consulting показывает, что основными сферами применения решений в сфере промышленного интернета являются производства, характеризующиеся наличием одного либо нескольких следующих важных условий:

- выпуск широкой номенклатуры продукции, использование значительного перечня комплектующих;
- потребность в повышении качества выпускаемой продукции и снижении степени брака;
- потребность в обеспечении эффективного сервисного обслуживания ранее поставленной продукции;
- потребность в снижении эксплуатационных затрат производства;

- значительная энергоемкость производства;
- сложные производственные условия;
- потребность в оперативной диагностике неисправностей технологического оборудования для снижения незапланированных остановок производства;
- потребность в обеспечении высокой производительности персонала;
- потребность в обеспечении безопасности персонала;
- необходимость системной интеграции широкого спектра.

LLoT сокращает время реагирования на инциденты. Попутно снижаются затраты на устранение ущерба.

Автоматизированный удаленный мониторинг оборудования.

Удаленный мониторинг сокращает время простоя, особенно внепланового.

Контроль температуры: автоматизация контроля температуры объектов сокращает трудозатраты на ручной контроль.

Виброконтроль: переход к обслуживанию по состоянию динамического оборудования, сокращение трудозатрат на ручной виброконтроль

Ежедневно ремонтная служба получает аналитику оборудования. В ней содержится информация по времени выполнения операций и другие параметры. В течение смены датчики, установленные на оборудование, отправляют уведомления о всех критических отклонениях – снижению производительности, сбое в установленном режиме работы, поломке или необходимости замены компонента, который выработал ресурс.

Мониторинг промышленных машин в реальном времени

Он помогает операторам и инженерам в режиме реального времени оценивать, насколько хорошо работает оборудование. Благодаря внедрению LLoT сотрудники получают доступ к данным, необходимым для обеспечения соблюдения производственных графиков и быстрого решения возникающих проблем. На основе данных анализируется общая эффективность оборудования – средняя нагрузка, время полезной работы и эффективность производства.

LLot решения помогают обнаруживать и прогнозировать риски. Непрерывный проактивный мониторинг ключевых показателей дает возможность определить проблему и принять необходимые меры для ее решения. Для удобства операторов современные системы позволяют визуализировать условия протекания технологических процессов и выявлять факторы, оказывающие на них влияние, посредством любого веб-браузера. Оперативный анализ помогает пользователям быстрее находить причины неполадок.

Благодаря таким решениям производственные данные превращаются в полезную информацию, которая необходима для безопасного и рационального управления предприятием.

Библиографический список:

1. TAdviser – портал выбора технологий [Электронный ресурс] : – Режим доступа : <https://www.tadviser.ru/>, свободный. – Яз. Рус. (Дата обращения 16.12.2021 г.).

УДК 622.242.6

Патентный обзор и направление совершенствования конструкций предохранительных клапанов буровых насосов

Лизунов Д.С., Быков И.Ю.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Аннотация. Лизунов Д.С. Патентный обзор и направление совершенствования конструкций предохранительных клапанов буровых насосов / УГТУ, каф. МОНиГП, рук. Быков И.Ю. – Ухта 2021, Гр. ч. 4 рис., 5 с.

В работе представлен патентный обзор, а также рассмотрено направление совершенствования конструкций предохранительных клапанов буровых насосов.

Патент, клапан предохранительный, насос буровой, устройство запирающее, герметичность

Аннотация на английском языке. Lizunov D.S. Patent review and direction for improving the design of safety valves for mud pumps / USTU, chair MEO&GI; supervisor Bykov I.Y.– Ukhta 2021, Gr. p. 4 pic., 5 p.

The paper presents a patent review, as well as considers the direction of improving the design of safety valves for mud pumps.

Keywords: patent, safety valve, mud pump, locking device, tightness.

Актуальность. В настоящее время предохранительные клапаны являются неотъемлемой частью циркуляционной системы буровой установки. При нарушении работоспособного состояния, предохранительный клапан может повлечь за собой внеплановую остановку буровой установки, что подразумевает простои по времени и экономические потери.

Актуальность заключается в патентном обзоре конструкций предохранительных клапанов, который позволяет изучить недостатки, рассмотреть преимущества и выбрать наилучшую модель предохранительного клапана, а также понять направление совершенствования конструкции клапана.

Цель работы. Цель работы заключается в патентном анализе конструкций предохранительных клапанов, рассмотрении направлений совершенствования конструкций предохранительных клапанов буровых насосов.

Патент SU 1779863

Предохранительный клапан

Авторы: Горонович Лев Николаевич.

Патентообладатель: Горонович Лев Николаевич.

Заявка: 4889297, 10.12.1990.

Дата публикации заявки: 10.12.1990.

Опубликовано: 07.12.1992.

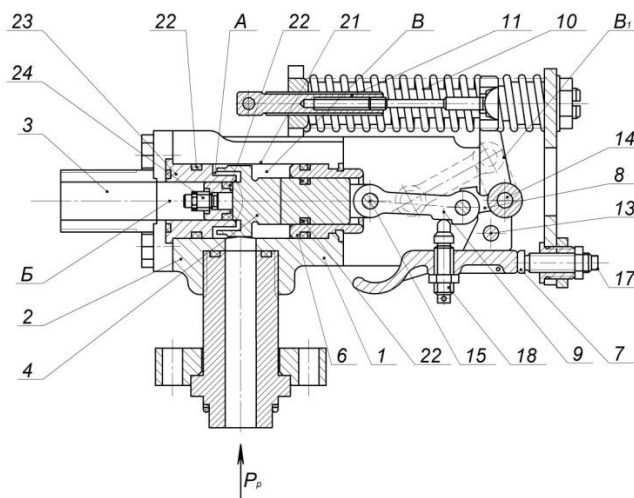


Рисунок 1 – Предохранительный клапан

На рисунке 1 показан предохранительный клапан в разрезе.

Предохранительный клапан работает следующим образом. Звено 8 и звено 9 находится в покое, как показано на рисунке 1, то клапан закрыт. При переходе звена 8-9 центральной оси – происходит открытие клапана: звено 8, 9 и клапан 4 освобождаются от действия силовых пружин 10, звенья 8 и 9 складываются в положение B₁, а клапан 4 под давлением среды перемещается в положение B, освобождая канал Б, вследствие чего рабочая среда сбрасывается через выходной патрубок 3 и одновременно происходит отключение насоса от питания [1].

Предохранительный клапан работает следующим образом.

Преимущества:

- предохранительный клапан имеет возможность вертикальной установки, что снижает возможность отложения механических примесей в полости штока;
- установлен защитный кожух над уплотнительным кольцом штока;
- выключение насоса от питания при срабатывании предохранительного клапана.

Патент RU 2657370

Предохранительный клапан

Авторы: Алиев Али Вейсович, Волохнин Виктор Аркадьевич, Волохнин Аркадий Викторович.

Патентообладатели: Волохнин Виктор Аркадьевич, Волохнин Аркадий Викторович, учреждение частное профессиональная организация «Нефтяной техникум».

Заявка: 2016136018.

Дата публикации заявки: 06.09.2016.

Опубликовано: 13.06.2018.

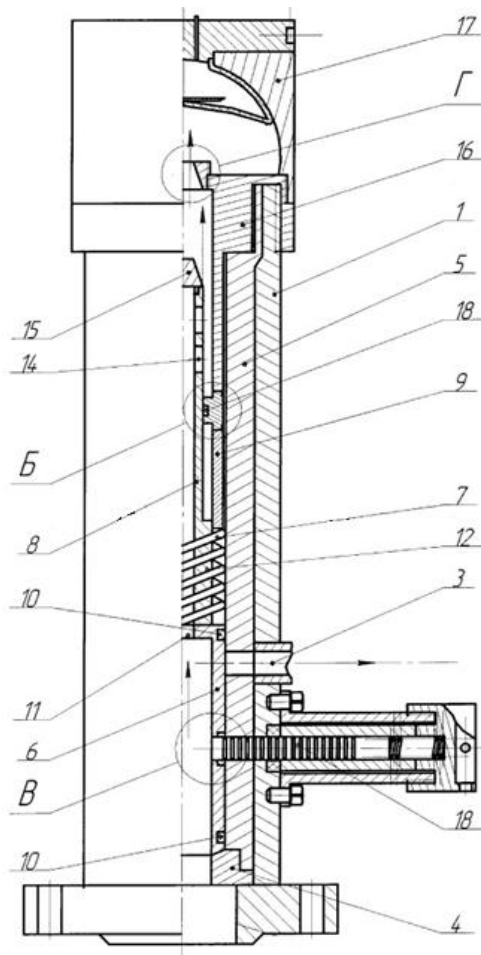


Рисунок 2 – Предохранительный клапан

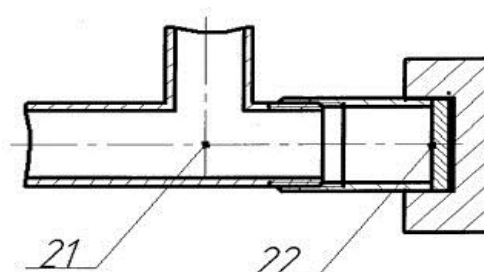


Рисунок 3 – Контейнер сбора срезанных частей тарированного стержня с магнитной заглушкой

Предохранительный клапан работает следующим образом. При повышении давления в гидросистеме запорный орган 6 отходит от седла 4, срезая часть тарированного стержня 18, и перемещается в крайнее положение до совмещения выходного отверстия запорного органа 6 с отверстием выходного патрубка 3, в результате чего осуществляется аварийный сброс рабочей среды через выходной патрубок 3 и попадает в патрубок 21 с магнитной заглушкой 22, который служит контейнером сбора срезанных частей тарированного стержня.

Недостатком клапана является разрушение стенок корпуса при перекачивании агрессивных сред, низкая надежность из-за быстрого износа герметизирующих уплотнений и стенок корпуса, подвергающихся ударному и химическому воздействию перекачиваемой среды, а также множество мелких деталей клапана, которые могут нарушить его работоспособность.

Преимущества клапана: герметизирующие элементы установлены на запорном органе; тарированный стержень выполнен с кольцевыми проточками одинаковой глубины, размещенными через равные промежутки по длине стержня; выходной патрубок соединен с трубопроводом аварийного сброса и с контейнером сбора срезанных частей тарированного стержня [2].

Патент RU 2613797

Клапан предохранительный рычажный

Авторы: Васильев Валерий Алексеевич, Голева Татьяна Васильевна, Кондратьев Андрей Викторович, Макарянц Михаил Викторович, Туманов Дмитрий Вячеславович.

Патентообладатель: Акционерное общество «Ракетно-космический центр «Прогресс».

Заявка: 2015149451, 17.11.2015.

Дата публикации заявки: 17.11.2015.

Опубликовано: 21.03.2017.

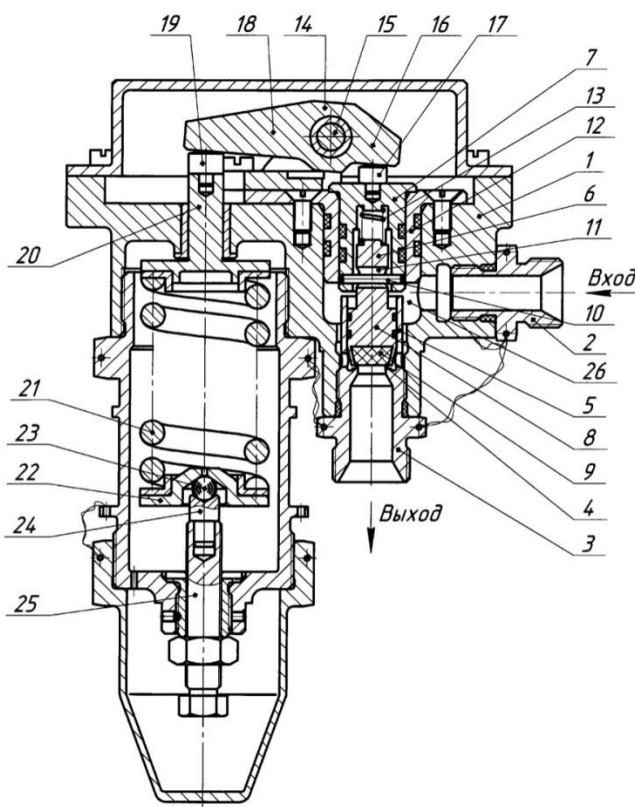


Рисунок 4 – Общий вид предохранительного клапана в разрезе

Описание работы.

При увеличении давления на входе выше настроечного верхняя часть 7 клапана 6 сдвигается, поворачивает рычаг 14 вокруг оси 15, преодолевая силу пружины 21, и тянет за собой соединенную с ним штифтом 10 нижнюю часть 8, открывается дросселирующая щель между нижней частью 8 клапана 6 и седлом 4, происходит сброс рабочей среды через выходной парубок 3, давление на входе в предохранительный клапан уменьшается [3].

Недостатки:

- сложность конструкции.

Преимущества:

- высокая точность срабатывания предохранительного клапана;
- высокая герметичность по седлу за счет соосности седла и нижней части клапана.

Направление совершенствования конструкций предохранительных клапанов буровых насосов. Из патентного обзора видно, что рассмотренные предохранительные клапаны имеют, как и положительные, так и отрицательные стороны.

Предохранительный клапан, патент № 1779863, имеет наиболее ярко выраженные преимущества перед остальными предохранительными клапанами, патенты № 2657370 и № 2613797, а именно простота конструкции, возможность отключения насоса от питания после срабатывания предохранительного клапана, а также имеет защитный кожух над уплотнительным кольцом штока.

Однако главным недостатком предохранительного клапана является недостаточная герметичность уплотнительного кольца по штоку запирающего устройства.

Требуется совершенствовать конструкцию предохранительного клапана, улучшить конструкцию запирающего устройства путем замены резинового уплотнительного кольца штока на полиуретановое уплотнение и замены силовых пружин для увеличения их жесткости.

Заключение. Предохранительный клапан по своей конструкции весьма сложное, продуманное изобретение, но даже у него есть недостатки. Патентный анализ показал, что предохранительные клапаны имеют недостатки в области запирающего устройства: оседание механических примесей, недостаточная герметичность, отсутствие полости для сбора шлама.

Проанализированные патенты предлагают способы решения выявленных проблем.

Научная значимость заключается в патентном анализе конструкций, выявлении недостатков и преимуществ конструкций предохранительных клапанов.

Практическая ценность материала, рассматриваемого в презентации, заключается в возможности применения преимущественных факторов на производстве, что, в свою очередь, повысит надежность предохранительного клапана.

Библиографический список:

1. Пат. 1779863 SU, МПК F16K 17/04. Предохранительный клапан / Л.Н. Горонович. – № 4889297; заявл. 10.12.1990; опубл. 07.12.1992.
2. Пат. 2657370 РФ, МПК F16K 17/04. Предохранительный клапан / А.А. Вейсович, В.А. Волохнин, А.В. Волохнин. – 2016136018; заявл. 06.09.2018, опубл. 13.06.2018.
3. Пат. 2613797 РФ, МПК F16K 17/06. Клапан предохранительный рычажный / В.А. Васильев, Т.В. Голева, А.В. Кондратьев, М.В. Макарьянц, Д.В. Туманов. – 2015149451, заявл. 17.11.2015, опубл. 21.03.2017.

УДК 528.88

Мониторинг земной поверхности в районах интенсивного недропользования ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» на основе метода спутниковой радарной интерферометрии

Дудников В.Ю.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

К числу наиболее важных вопросов мониторинга земной поверхности на объектах добывающей промышленности относятся площадные наблюдения труднодоступных и опасных участков с большим риском возникновения геодинамических явлений [1]. Недропользование является областью, для которой дистанционное зондирование может и предоставляет широкий спектр возможностей. Сегодня при изучении смещений природных и техногенных объектов применяется радарная спутниковая интерферометрия (РСИ), причем в том числе и для мониторинга подрабатываемой территории ярегского месторождения. РСИ использует эффект интерференции электромагнитных волн для проведения измерений. Метод предусматривает извлечение информации о высотах земной поверхности на основе фазовой составляющей отраженного радиолокационного сигнала. В отличие от традиционной стереообработки данных от оптических систем ДЗЗ, в основе интерферометрии лежит не сопоставление координат одноименных точек на двух изображениях, а сопоставление фаз [2].

Начиная с 2016 года ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» практически ежегодно проводит мониторинг земной поверхности участка шахтной разработки на основе метода стабильных отражателей, в качестве которых в силу застроенности территории месторождения, используются объекты его инфраструктуры (здания, сооружения, скважинные площадки), для каждого из которых известны смещения на каждую дату съемки. Исходными данными служили снимки с радарного спутника TerraSAR-X, удовлетворяющего техническим возможностям (пространственное разрешение и длину волны). Спутник за бесснежный период обеспечивал 12 проходов над территорией. Снимки были выполнены в режиме съёмки StripMap с пространственным разрешением 3 м.

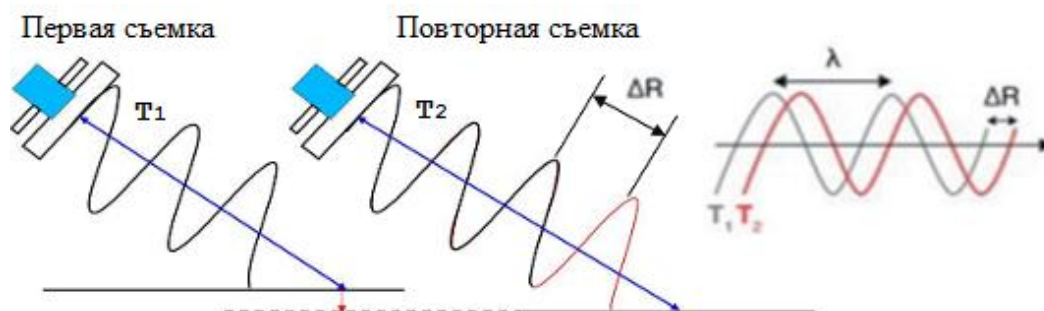


Рисунок 1 – Спутниковая радиолокационная интерферометрия

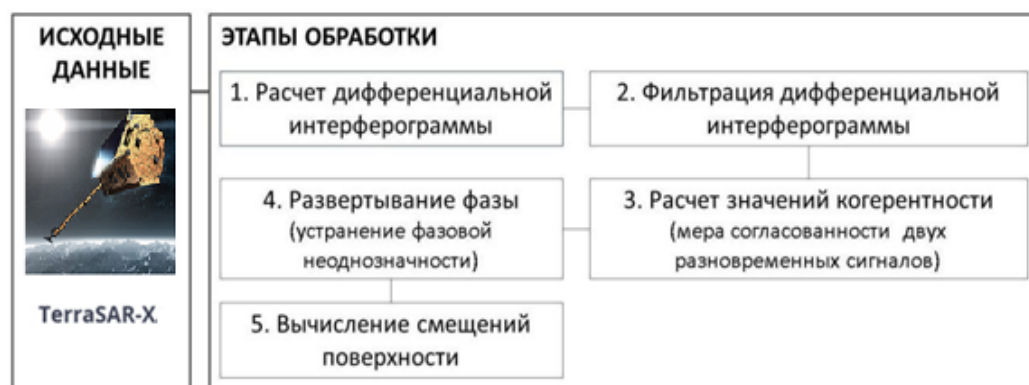


Рисунок 2 – Этапы интерферометрической обработки

По результатам обработки космической съемки на территории НШУ «Яреганефть», порядок которой представлен на рисунке 2, строились карты вертикальных смещений земной поверхности по состоянию на несколько дат относительно дат первой съёмки.

На снимках (пример которых приведен на рис. 3) вертикальные смещения представлены в виде точек (постоянных отражателей) и окрашены в градиентные цвета, от синего к красному. Зеленый цвет и его оттенки (светло голубой, желто зеленый) свидетельствуют о стабильности территории. Желтый и красный цвета отражателей свидетельствуют о поднятиях земной поверхности. Синий цвет характеризует зоны оседаний.

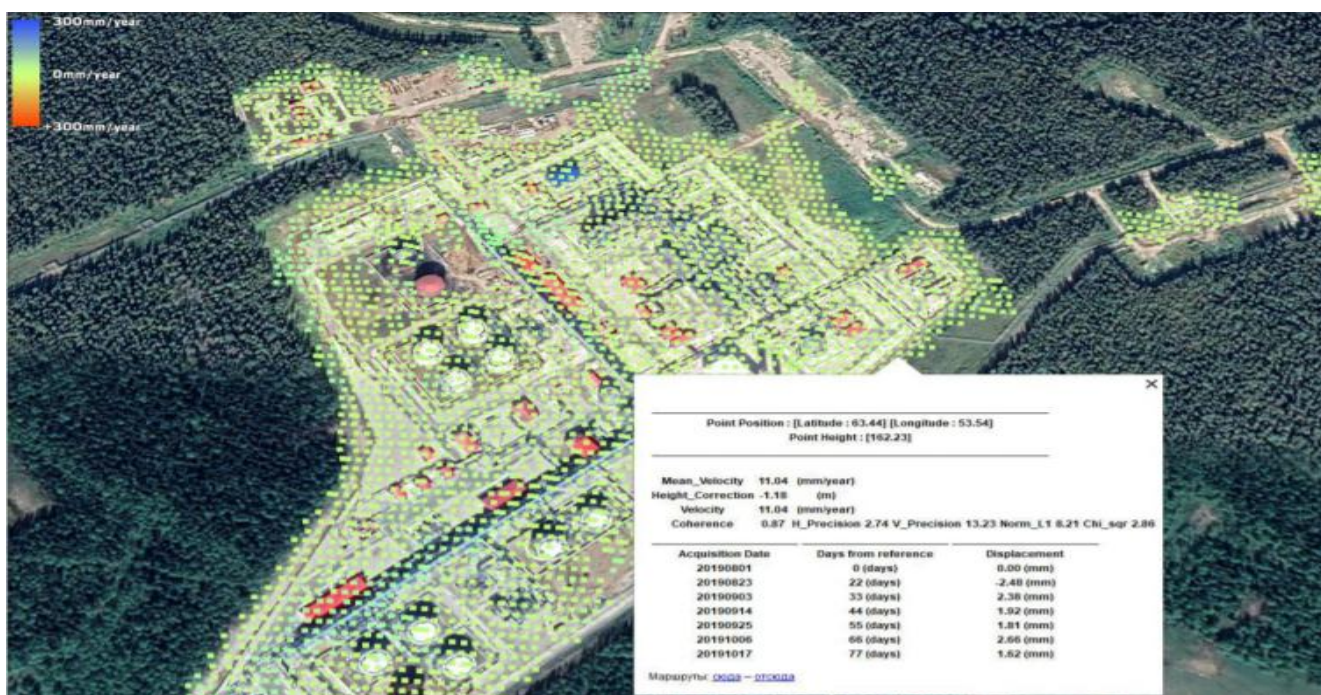
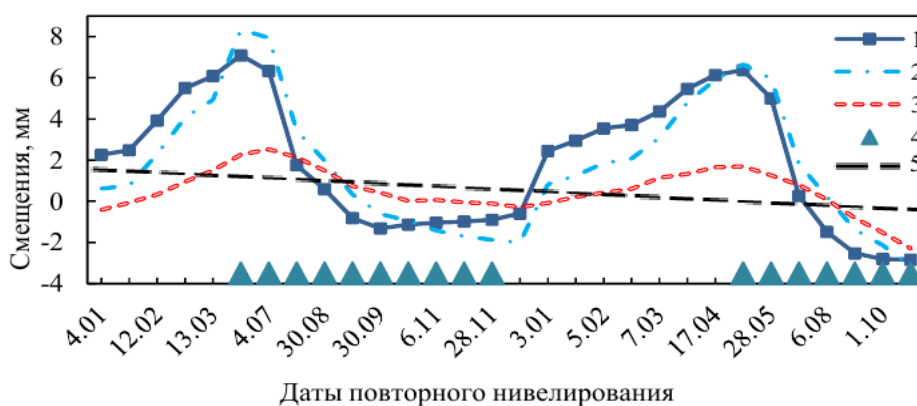


Рисунок 3 – Мониторинг деформаций подрабатываемой территории ярегского месторождения (с 01.08.2019 по 17.10.2019 (район ППСН и ВПУ))

Исполнителями на основе анализа картины смещений, отмечалось, что 98 % выявленных вертикальных смещений на территории НШПП «Яреганефть» находятся в пределах $-10...+10$ мм и не превышают сходимости метода, в связи с чем делался вывод о том, что, например, за период крайней съемки 2019 г. территория горного отвода НШПП «Яреганефть» стабильна. Обширная – сопоставимая по площади с контуром месторождения – мульда оседаний земной поверхности не обнаружена.

Позволим себе дать заключение по произведенным работам и, особенно, выводам исполнителей, среди которого есть также и о полном соответствии съемок техническим заданиям, что не соответствует действительности хотя бы потому, что в одном из них запрашивалась 30 проходная съемка, произведено же было 12, а уменьшение количества проходов дает снижение точности наблюдений за смещениями. Отметим также, что вывод о стабильности территории дается за непродолжительный исследуемый период съемок. Однако известно о специфических особенностях смещений земной поверхности над подземными выработками, в том числе об их неравномерном движении во времени. Кроме того, что в отчетах указано, что сходимость метода определена «Из опыта проводившихся работ на нефтяных и газовых месторождениях», однако, уместно упомянуть, что в настоящее время нет единой методики обработки данных РСИ и критериев оценки точности выявленных оседаний.

Отметим, что отношение к методу с точки зрения достоверности полученных результатов остается неоднозначным в научно-производственной среде маркшейдерского сообщества. Не прибавляет доверия при заявляемых определенных миллиметровых осадках использование при съемке территории шахтной разработки в качестве устойчивых отражателей объектов инфраструктуры месторождения, а не пунктов геосети. По-нашему мнению, повысить доверие к результатам радарной съемки участка шахтной разработки позволило бы дополнение метода высокоточными подспутниковыми измерениями-наблюдениями за пунктами маркшейдерской опорной и рабочей (деформационной) геосети, а также совместная интерпретация результатов наземной и спутниковой съемок. Так, использование в комплексе при наземной съемке лазерных сканирующих систем позволит построить непрерывную карту просадок, которую для северных районов страны видится крайне уместной совмещать с данными по районированию геокриологических процессов. Кроме того, на проблемных участках для целей подповерхностного зондирования горно-геологических сред на большие глубины (до 300 метров), видится целесообразным периодически проводить георадарные определения. В части разговора об использовании пунктов опорной сети, не лишним будет упоминание о необходимости проведения оценки влияния экзогенных факторов на устойчивость их конструкций и его последующий учет. Такой подход при постановке повторных геодезических наблюдений на объектах инфраструктуры учтен, например, в работе Е.Н.Грищенко [рис. 4].



- 1-измеренные смещения; 2 – смещения с учетом поправок за изменение температуры;
- 3 – смещения с учетом поправок за изменение температуры и за набухание грунта;
- 4 – период вегетации древесных насаждений; 5 – линия тренда оседания земной поверхности

Рисунок 4 – График сезонных вертикальных смещений грунтового нивелирного пункта [3]

Как известно, помимо рабочих пунктов (реперов) закрепляются не менее трех опорных пунктов вне зоны деформаций, а также выбираются исходные репера из числа пунктов маркшейдерской опорной геодезической сети. Отметим, что вынос исходного знака за пределы горного отвода не всегда гарантирует его стабильности в пространстве и времени, поскольку на него воздействуют повсеместно распространенные эндогенные и экзогенные геомеханические процессы [4], в силу чего видится возможным предлагать использование в качестве исходного геодезического пункта скважины или элементов их площадок.

Библиографический список:

1. Одабаи-Фард В.В. Геодинамический мониторинг земной поверхности и объектов горнодобывающей промышленности при помощи метода радарной интерферометрии / В.В. Одабаи-Фард, М.Р. Пономаренко // Горный информационно-аналитический бюллетень. — 2017. — № 11. — С. 59–67.
2. Ушенкин, В.А. Алгоритмы высокоточной обработки интерферометрической информации от систем дистанционного зондирования Земли на основе 3D-анализа наблюдаемой сцены / В. А. Ушенкин // Автореф. дисс. на соиск. уч. степ. канд. техн. наук. – М., 2017. – 19 с.
3. Грищенкова, Е.Н. Геодезический мониторинг динамики развития деформационного процесса земной поверхности на подрабатываемых территориях / Е.Н. Грищенкова // Дисс. на соиск. уч. степ. канд. техн. наук. – СПб., 2018. – 135 с.
4. Вершинина, Ю.В. Геодезическое обеспечение мониторинговых наблюдений за деформационными процессами на геодинамических полигонах нефтегазовых месторождений / Ю.В. Вершинина // Автореф. дисс. на соиск. уч. степ. канд. техн. наук. – СПб, 2016. – 22 с.

УДК 622.24.084.3+534.1

Анализ устойчивости системы «привод - бурильная колонна с породоразрушающим инструментом» в процессе углубления скважины

Быков И.Ю., Заикин С.Ф.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Анализ статической и динамической устойчивости бурильной колонны в процессе углубления скважин рассмотрен в работах М.М. Александрова, П.В. Балицкого, И.Л. Барского, А.Н. Динника, Л.К. Горшкова, Е.И. Ишемгужина, П.И. Огородникова, Б.З. Султанова, А.Е. Сарояна, В.К. Хегая, Е.К. Юнина, А.А. Яковлева и др. В отличие от методов, изложенных в их работах нами, предлагается аналитический метод исследования устойчивости системы «привод - бурильная колонна с породоразрушающим инструментом» на основе известных физико-математических зависимостей с построением на их базе структурной модели с дальнейшим ее анализом средствами теории автоматического управления. С нашей точки зрения предлагаемый метод более прост и не менее информативен, кроме того, полученные с помощью него теоретические результаты подтверждены натурным экспериментом [1] и хорошо согласуются с результатами полученными другими методами [2].

Представим систему «привод – бурильная колонна с породоразрушающим инструментом в виде цепочной многомассовой структуры с упругими связями (рис. 1) [3]. При представлении системы в виде многомассовой цепочной структуры можно проследить не только передачу воздействия крутящего момента двигателя привода от устья скважины к забою, но и охватить эту структуру компенсационной обратной связью, которая автоматически учитывает диссипативные силы, влияющие на вращение бурильной колонны с долотом.

Здесь m_1, m_2, \dots, m_n — распределенные массы, $M_{\text{дв}}$ — крутящий момент, приложенный к бурильной колонне, $M_{\text{сопр}}$ — крутящий момент, обусловленный силами сопротивления, УС — упругая связь, ΔM — реальный момент, действующий на бурильный инструмент, $M_{\text{дис}} = F_{\text{д}} l$ — обратная связь, учитывающая момент диссипативных сил.

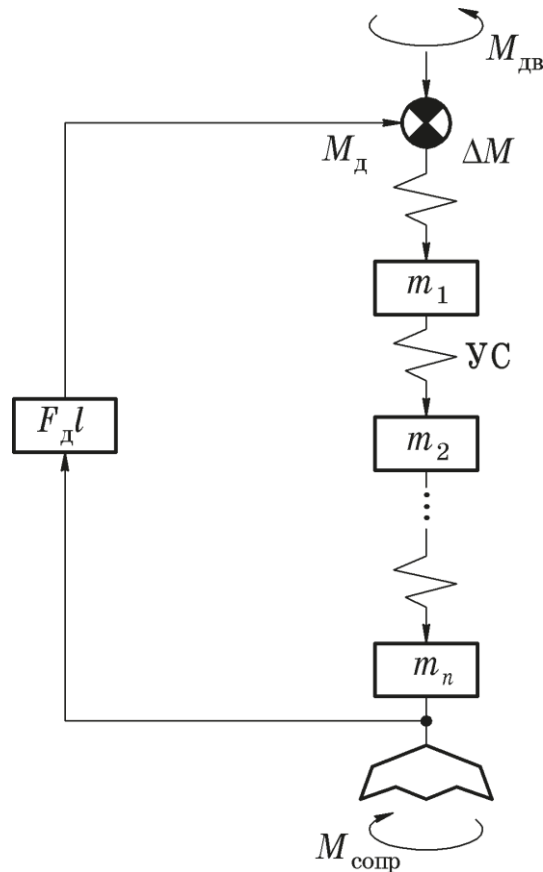


Рисунок 1 - Многомассовая модель системы
«привод - бурильная колонна с породоразрушающим инструментом»

Введение компенсационной обратной связи $F_{\text{д}}l$, учитывающей силы сопротивления вращению, позволяет автоматически реагировать на любые диссипативные силы уравновешиванием крутящего момента $M_{\text{дв}}$.

Цепочная многомассовая модель содержит n сосредоточенных масс с моментами инерции J_1, J_2, \dots, J_n , между массами имеется упругая связь со взаимными жесткостями $C_{12}, C_{23}, C_{34}, \dots, C_{n-1,n}$ [2]. Вместо неравномерно распределенного по длине колонны крутящего момента, здесь фигурируют моменты упругого взаимодействия:

$$M_{12}(t) = C_{12}[\varphi_1(t) - \varphi_2(t)], \quad (1)$$

$$M_{23}(t) = C_{23}[\varphi_2(t) - \varphi_3(t)], \quad (2)$$

$$M_{n-1,n}(t) = C_{n-1,n}[\varphi_{n-1}(t) - \varphi_n(t)]. \quad (3)$$

Движение вращающихся масс описывается уравнениями:

$$M_{\text{дв}}(t) - M_{\text{срп1}}(t) - M_{\text{срп1}}(t) - M_{12}(t) = J_1 \frac{d\omega_1}{dt}, \quad (4)$$

$$M_{12}(t) - M_{\text{срп2}}(t) - M_{\text{срп2}}(t) - M_{23}(t) = J_2 \frac{d\omega_2}{dt}, \quad (5)$$

$$M_{n-1,n}(t) - M_{\text{српn}}(t) - M_{\text{српn}}(t) = J_n \frac{d\omega_n}{dt}, \quad (6)$$

где $M_{\text{дв}}$ — крутящий момент двигателя привода при взаимодействии с бурильной колонной;
 $M_{12}, M_{23}, \dots, M_{n-1,n}$ — моменты упругой связи, между массами;
 $M_{\text{срп1}}, M_{\text{срп2}}, \dots, M_{\text{српn}}$ — моменты сухого трения;
 $M_{\text{втр1}}, M_{\text{втр2}}, \dots, M_{\text{втрn}}$ — моменты вязкого трения.

В такой модели возможно восстановление всех моментов упругого взаимодействия по результатам оценки угловых скоростей $\omega_1, \dots, \omega_n$, а также углов закручивания $\varphi_1, \dots, \varphi_n$. На основе этой физико-математической модели системы построим её структурную схему, которая представлена на рисунке 2.

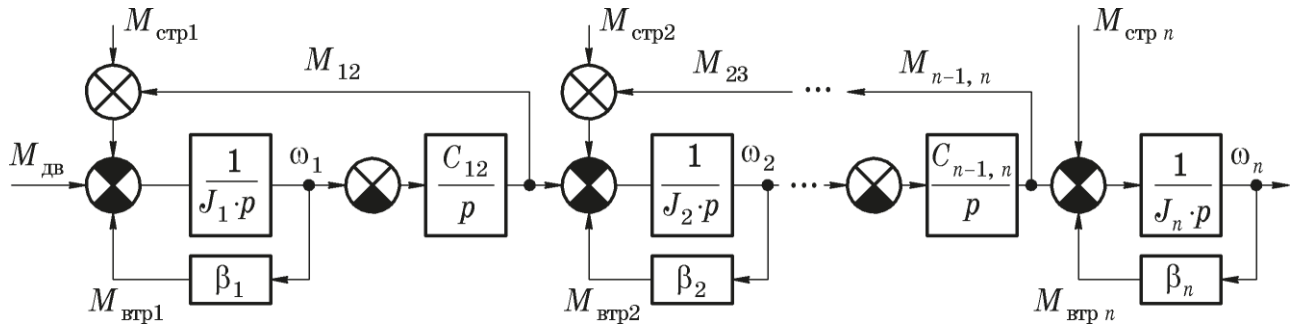


Рисунок 2 - Структурная схема многомассовой модели системы «привод - бурильная колонна с породоразрушающим инструментом»:

Описать динамику такой структуры существующими математическими методами невозможно, поэтому в качестве расчетной возьмём адаптированную двухмассовую физико-математическую модель (рисунок 3) с допущением, что одна масса сосредоточена на устье скважины (масса ротора двигателя), а вторая — на её забойном участке (масса бурильной колонны с породоразрушающим инструментом). При сокращении типовых упругих связей такое допущение справедливо.

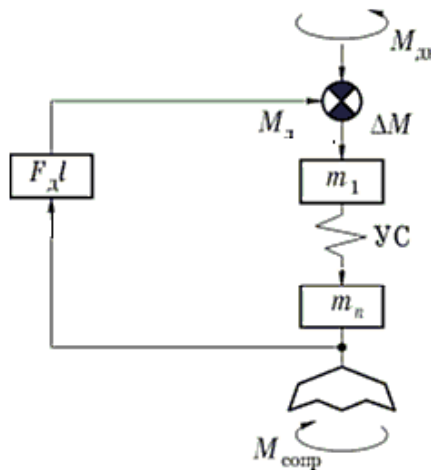


Рисунок 3 - Двухмассовая модель системы «привод - бурильная колонна с породоразрушающим инструментом»

Уравнения движения такой модели имеют вид [2]:

$$M_{дв}(t) - M_{ср1}(t) - M_{ср2}(t) - M_{12}(t) = J_1 \frac{d\omega_1}{dt}, \quad (7)$$

$$M_{12}(t) - M_{ср2}(t) - M_{ср3}(t) = J_2 \frac{d\omega_2}{dt}, \quad (8)$$

$$M_{12}(t) = C_{12}(t)[\varphi_1(t) - \varphi_2(t)] = C_{12}\Delta\varphi, \quad (9)$$

$$M_{ср1} = \beta_{12}\omega_1(t), \quad (10)$$

$$M_{ср2} = \beta_{12}\omega_2(t), \quad (11)$$

$$M_{12}(t) = [\omega_2(t) - \omega_1(t)]\beta_{12} + C_{12} \int [\omega_2(t) - \omega_1(t)] dt, \quad (12)$$

или

$$\beta_{12} \frac{d\Delta\omega(t)}{dt} + C_{12}\Delta\omega(t) = \frac{dM_{12}}{dt}. \quad (13)$$

Здесь C_{12} – коэффициент упругости; β_{12} – коэффициент вязкого трения.

В соответствии с адаптированной двухмассовой физико-математической моделью системы «привод – бурильная колонна с породоразрушающим инструментом» (7 – 12) получим её структурную схему, представленную на рисунке 4.

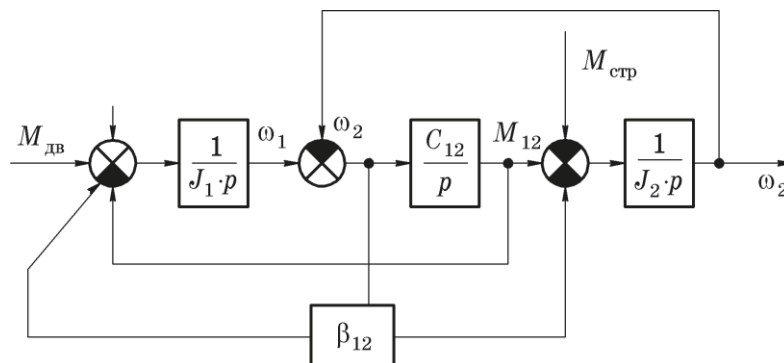


Рисунок 4 - Эквивалентная структурная схема двухмассовой модели системы «привод - бурильная колонна с породоразрушающим инструментом»:

Приведем структурную схему к виду удобному для анализа. Критерий правильности упрощения схемы заключается в равенстве входных и выходных сигналов упрощаемого участка до и после преобразования. После соответствующего преобразования получим схему разомкнутой структуры, представленную на рисунке 5.

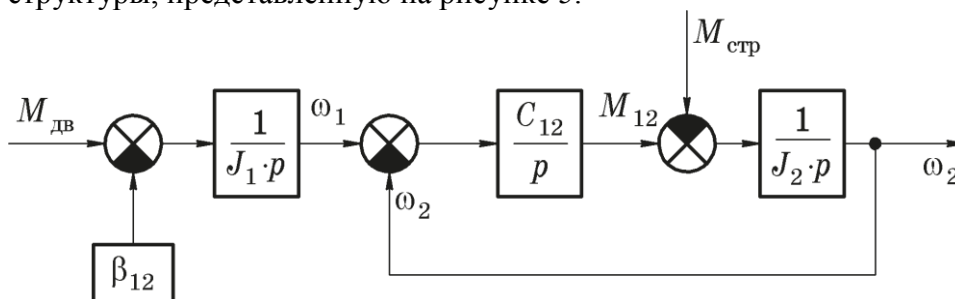


Рисунок 5 - Разомкнутая структурная схема двухмассовой модели системы «привод - бурильная колонна с породоразрушающим инструментом»

В соответствии со схемой получаем передаточную функцию разомкнутой структуры двухмассовой модели системы:

$$W(p) = \frac{\beta_{12} C_{12}}{J_1 J_2 p^3}. \quad (14)$$

Передаточная функция соответствует астатическому звену третьего порядка, так как p — оператор дифференцирования передаточной функции, возведен в третью степень.

Используя правила переноса узлов и элементов сравнения структурную схему (рис. 4), можно упростить, убрав локальные связи и свести к виду, представленному на рисунке 7.

Введём следующие обозначения: $\frac{1}{J_1} = k_1 T_1$, $\frac{1}{J_2} = k_2 T_2$, $C_{12} = k_3 T_3$, где T_1 , T_2 , T_3 –

постоянные времени интегрирующих звеньев; k_1 , k_2 , k_3 – коэффициенты передачи этих звеньев и окончательно структурная схема системы примет вид, представленный на рисунке 8.

Проведём анализ системы «привод - бурильная колонна с породоразрушающим инструментом» на устойчивость на основе полученной её структурной модели средствами теории автоматического управления.

1. Структурная модель системы в динамическом отношении представляет собой последовательное соединение трех астатических звеньев, охваченных отрицательной связью с дифференцирующими свойствами.

2. Эквивалентная передаточная функция такой структурной схемы имеет вид:

$$W_3(p) = \frac{k_1 T_1 k_2 T_2 k_3 T_3 (k_3 T_3 + \beta_{12} p)}{k_1 T_1 p^3 + (k_1 T_1 + k_2 T_2) k_3 T_3 \beta_{12} p^2 + k_2 T_2 (k_3 T_3)^2 p} + \frac{k_1 T_1}{k_2 T_2}. \quad (15)$$

3. Структурная схема разомкнутой системы представлена на рисунке 9.

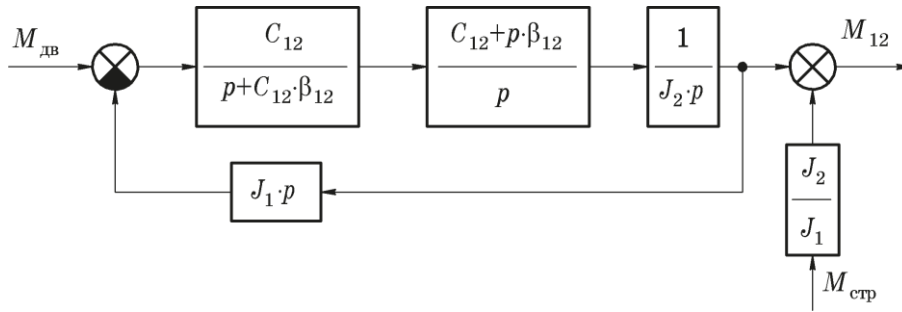


Рисунок 7 - Упрощенная структурная схема двухмассовой модели системы «привод - бурильная колонна с породоразрушающим инструментом»

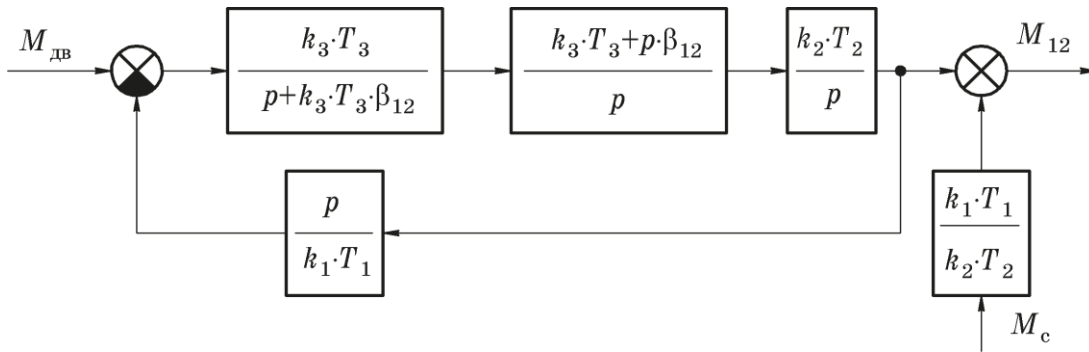


Рисунок 8 - Окончательная структурная схема системы «привод - бурильная колонна с породоразрушающим инструментом»

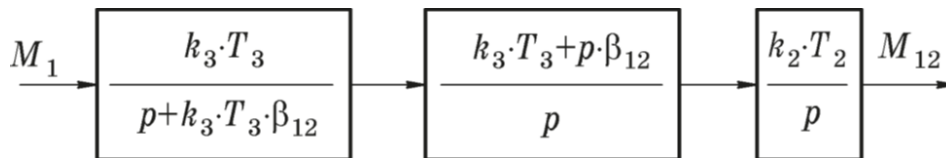


Рисунок 9 - Разомкнутая структурная схема системы «привод - бурильная колонна с породоразрушающим инструментом»

4. Передаточная функция разомкнутой структурной схемы системы имеет вид:

$$W_3(p) = \frac{k_2 T_2 k_3 T_3 (k_3 T_3 + \beta_{12} p)}{k_1 T_1 p^3 + k_3 T_3 \beta_{12} p^2} + \frac{k_1 T_1}{k_2 T_2}, \quad (16)$$

то есть определяется реальным интегрирующим звеном третьего порядка, что в динамическом отношении характеризует систему как заведомо неустойчивую.

5. Характеристический полином разомкнутой системы записывается в виде:

$$p^3 + k_3 T_3 \beta_{12} p^2 = 0 \quad (17)$$

где k_3 - коэффициент пропорциональности передачи первого звена, T_3 - постоянная времени первого звена, β_{12} - динамическая вязкость промывочной жидкости.

Для устойчивости системы «привод - бурильная колонна» необходимо, чтобы действительные части корней характеристического уравнения были отрицательны. Так как k_3 , T_3 , β_{12} по физическому смыслу всегда положительны и не равны 0, то из условия (17) следует:

$$p + k_3 T_3 \beta_{12} = 0$$

Откуда получаем, корень $p_3 = -k_3 T_3 \beta_{12}$. Но корни $p_1 = p_2 = 0$, что характеризует систему, как находящуюся на границе устойчивости.

6. Кроме того, согласно передаточной функции разомкнутой структуры в динамическом отношении система «привод - бурильная колонна с породоразрушающим инструментом» представляет собой комбинацию идеального интегрирующего и форсирующего звена первого порядка, т.е. изодромное (гибкая обратная связь) звено второго порядка.

7. Исследуем на устойчивость систему по разности полиномов числителя и знаменателя передаточной функции.

$$p^3 + k_3 T_3 \beta_{12} p^2 - k_2 T_2 k_3 T_3 \beta_{12} p - k_2 T_2 (k_3 T_3)^2 = 0 \quad (18)$$

Воспользуемся методом Гурвица, для чего составим следующий определитель:

$$\begin{vmatrix} k_3 T_3 \beta_{12} & k_2 T_2 (k_3 T_3)^2 & 0 \\ 1 & k_2 T_2 k_3 T_3 \beta_{12} & 0 \\ 0 & k_3 T_3 \beta_{12} & k_2 T_2 (k_3 T_3)^2 \end{vmatrix} > 0$$

Из определителя следует неравенство:

$$(k_2 T_2)^2 (k_3 T_3)^2 \beta_{12}^2 - (k_2 T_2)^2 (k_3 T_3)^2 > 0, \quad (19)$$

откуда для устойчивой работы системы «привод - бурильная колонна» необходимо чтобы динамическая вязкость промывочной жидкости $\beta_{12} > 1$, превышала единицу.

8. На основе упрощённой структурной схемы системы «привод - бурильная колонна» возьмём её передаточную функцию 1.28:

$$W_s(p) = \frac{k_1 T_1 k_2 T_2 k_3 T_3 (k_3 T_3 + \beta_{12} p)}{k_1 T_1 p^3 + (k_1 T_1 + k_2 T_2) k_3 T_3 \beta_{12} p^2 + k_2 T_2 (k_3 T_3)^2 p} + \frac{k_1 T_1}{k_2 T_2}$$

Исследуем систему на устойчивость, для чего выпишем её характеристическое уравнение:

$$k_1 T_1 p^3 + (k_1 T_1 + k_2 T_2) k_3 T_3 \beta_{12} p^2 + k_2 T_2 (k_3 T_3)^2 p = 0 \quad (20)$$

Преобразуем его к стандартному виду:

$$p^3 + \left(1 + \frac{k_2 T_2}{k_1 T_1}\right) k_3 T_3 \beta_{12} p^2 + \frac{k_2 T_2}{k_1 T_1} (k_3 T_3)^2 p = 0$$

Определим корни характеристического уравнения. Вынесем p за скобки и получим:

$$p \left(p^2 + \left(1 + \frac{k_2 T_2}{k_1 T_1}\right) k_3 T_3 \beta_{12} p + \frac{k_2 T_2}{k_1 T_1} (k_3 T_3)^2 \right) = 0$$

Первый корень $p_1 = 0$, что характеризует систему, как находящуюся на границе устойчивости.

Выражение в скобках:

$$p^2 + \left(1 + \frac{k_2 T_2}{k_1 T_1}\right) k_3 T_3 \beta_{12} p + \frac{k_2 T_2}{k_1 T_1} (k_3 T_3)^2 = 0 \quad (21)$$

указывает на то, что система находится в непрерывном колебательном процессе. Найдём от чего зависит время переходного процесса τ и коэффициент демпфирования ζ . Преобразуем выражение (21), разделив его на свободный член, к виду:

$$\frac{k_1 T_1}{k_2 T_2 (k_3 T_3)^2} p^2 + \left(1 + \frac{k_2 T_2}{k_1 T_1}\right) k_3 T_3 \beta_{12} p + \frac{k_2 T_2}{k_1 T_1} (k_3 T_3)^2 = 0$$

Тогда, время переходного процесса τ определится из уравнения:

$$\tau^2 = \frac{k_1 T_1}{k_2 T_2 (k_3 T_3)^2},$$

где $k_1 T_1 = \frac{1}{J_1}$, $k_2 T_2 = \frac{1}{J_2}$, $k_3 T_3 = c_{12}$. Отсюда $\tau^2 = \frac{J_2}{J_1 c_{12}^2}$, и:

$$\tau = \frac{1}{c_{12}} \sqrt{\frac{J_2}{J_1}}. \quad (22)$$

Так как:

$$2\xi\tau = \left(1 + \frac{k_2 T_2}{k_1 T_1}\right) k_3 T_3 \beta_{12} = \left(1 + \frac{J_1}{J_2}\right) c_{12} \beta_{12}$$

То коэффициент демпфирования ξ .

$$\xi = \frac{1}{2\tau} \left(1 + \frac{J_1}{J_2}\right) c_{12} \beta_{12} = \frac{c_{12}^2}{2} \sqrt{\frac{J_1}{J_2}} \left(1 + \frac{J_1}{J_2}\right) \beta_{12}. \quad (23)$$

Анализ полученных результатов показывает, что из-за того, что при удлинении бурильной колонны её жёсткость уменьшается, а отношение момента инерции колонны к моменту инерции ротора увеличивается, возрастает время переходного процесса и уменьшается коэффициент демпфирования.

Все предыдущие выводы указывают на то, что при углублении скважины бурильная колонна находится непрерывно в неустойчивом состоянии и подвержена крутильным колебаниям, вызывающим как следствие её продольные колебания.

9. Размах амплитуды крутильных автоколебаний бурильной колонны тем больше, чем больше масса бурильной колонны с породоразрушающим инструментом, так как передаточная функция эквивалентной упрощённой структуры $W_{\Sigma}(p) \equiv k_2 T_2$.

Правильность полученных результатов подтверждается натурными экспериментальными данными [4], в т. ч. полученными с помощью измерителя приращения крутящего момента на основе дифференциальной структуры [1], а также теоретическими выводами, полученными на основе физико-математических моделей, используемых рядом других исследователей [3,5]. Более глубокое исследование устойчивости системы на основе ЛЧХ по критерию Найквиста будет произведено в следующей работе.

Библиографический список:

1. Экспериментальная проверка основных теоретических положений динамики бурильной колонны / И.Ю. Быков, С.Ф. Заикин, Б.А. Перминов // Инженер-нефтяник. – 2014. – № 3. – С. 30–33
2. Колонна бурильных труб в процессе углубления скважины, как объект автоматического регулирования / И.Ю. Быков, С.Ф. Заикин, Б.А. Перминов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2012. – №10. С.13 – 17.
3. Юнин Е. К., Хегай В. К. Динамика глубокого бурения. – М.: Недра, 2004. – 286 с.
4. Исследование динамики КНБК в процессе бурения скважины / В.В. Сунцов, И.Ю. Быков, С.Ф. Заикин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2020. – № 2. – С. 10–15
5. Динамика низа бурильной колонны при глубоком бурении / Л.К. Горшков // Инженер-нефтяник. – 2012. – №2. – С. 32– 35.

Технологические основы повышения ресурса газотурбинных установок нефтегазовой промышленности

Михайлов Д.А.¹, Михайлов А.Н.^{2,3}, Пичко Н.С.², Шейко Е.А.¹

¹*Академия гражданской защиты МЧС ДНР, г. Донецк,*

²*Усинский филиал Ухтинского государственного технического университета, г. Усинск,*

³*Донецкий национальный технический университет, г. Донецк*

1. Введение

В настоящее время в нефтегазовой промышленности широко используются газотурбинные установки (ГТУ) для решения различных технологических задач [1]. При этом основными составляющими ГТУ являются газотурбинные приводы (ГТП), которые имеют высокие технико-экономические показатели и нетрадиционные эксплуатационные свойства [2].

Можно отметить, что в последнее время освоены в производстве ГТП широкого спектра возможностей мощностью до 10 МВт [1, 2]. Эти приводы применяются в нефтегазовой промышленности для газоперекачивающих, газлифтных и нефтеперекачивающих агрегатов, блочно-транспортных электростанций, газотурбинных электростанций до 6 МВт и решения других технологических проблем.

Выполненные исследования структуры и эксплуатации ГТП показали что, они имеют следующие особенности [3]:

- структура привода имеет сложную иерархическую структуру, состоящую из подсистем *R*-уровней;
- на элементы иерархической структуры ГТП действуют эксплуатационные воздействия, характеризующиеся *R*-классами;
- в результате действия эксплуатационных воздействий по иерархической структуре элементов ГТП возникают износы элементов *R*-родов.

Для решения вопросов повышения эксплуатационных свойств элементов иерархической структуры ГТП и обеспечения выравнивания ресурса его элементов предложено формирование по иерархической структуре подсистем привода функционально-ориентированных свойств (ФОС) [3, 4, 5]. В этом случае, ФОС элементов иерархической структуры ГТП выполняются изменяющимися в соответствии с особенностями износа, а именно в зависимости от особенностей действия эксплуатационных воздействий - на базе группы особых принципов ориентации технологических воздействий [4]. При этом ФОС реализуются по иерархической структуре элементов ГТП и формируются ФОС *R*-классов.

Проведенные исследования особенностей обеспечения ФОС иерархической структуре ГТП показал, что для формирования свойств необходимо разработать технологические основы и установить закономерности их выполнения.

Целью данной работы является повышение эксплуатационных свойств ГТП на основе реализации ФОС иерархической структуре его элементов и обеспечения равного ресурса элементов структуры.

В соответствии с поставленной целью в данной работе решаются следующие задачи: разработать общие методологические основы обеспечения ФОС иерархической структуре ГТП; предложить общий подход в формировании ФОС иерархической структуре ГТП; разработать технологическое обеспечение ФОС структуре ГТП.

Эти задачи решаются в данной работе.

2. Общие методологические основы обеспечения ФОС иерархической структуры элементов ГТП

ФОС иерархической структуры элементов ГТП это специальные физико-механические свойства элементов структуры, обеспечиваемые на базе группы принципов функционально-ориентированного подхода в зависимости от особенностей эксплуатации структуры из условия обеспечения равных, кратных или функционально-зависимых свойств элементов структуры ГТП [3, 4, 5]. Обеспечение ФОС иерархической структуры элементов ГТП существенно повышает эксплуатационные свойства и технико-экономические показатели ГТП.

Можно отметить, что в связи со сложностью и иерархичностью структуры элементов ГТП, особенностями неравномерного износа его структуры, характеризуемыми неравномерностями R -родов, процесс формирования ФОС иерархической структуры элементов ГТП является сложной задачей, связанной с их обеспечением ФОС по структуре R -уровней. Для решения этих вопросов необходимо создание общей методологии и общего подхода обеспечения ФОС иерархической структуре ГТП. Поэтому эти вопросы рассматриваются в данной работе.

Процесс формирования ФОС иерархической структуры элементов ГТП основывается на решении следующих вопросов [4]:

- обеспечение равных (кратных или функционально-зависимых) эксплуатационных свойств по элементам иерархической структуры ГТП;
- обеспечение ФОС иерархической структуры элементов ГТП, а именно изменяющихся технических свойств в зависимости от действия неравномерных эксплуатационных воздействий R -классов, вызывающих неравномерные износы R -родов.
- обеспечение изменяющихся технологических свойств в зависимости от действия неравномерных эксплуатационных воздействий R -классов, вызывающих неравномерные износы R -родов.

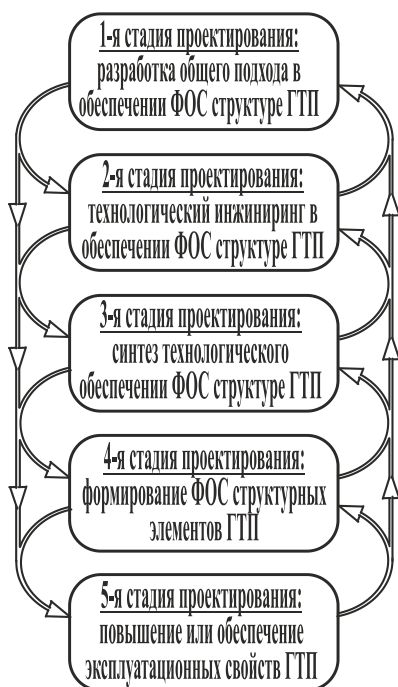


Рисунок 1 - Итерационно-рекуррентная последовательность общей методологии обеспечения ФОС

На основе указанных выше особенностей в работе разработаны методологические основы обеспечения ФОС иерархической структуры элементов ГТП, последовательность которых выполняется на базе 5-ти стадий проектирования:

1. Разработка общего подхода в обеспечении ФОС иерархической структуре ГТП.
2. Технологический инжиниринг в обеспечении ФОС иерархической структуре ГТП.
3. Синтез технологического обеспечения ФОС иерархической структуре ГТП.
4. Формирование ФОС структурных элементов ГТП.
5. Повышение или обеспечение заданных, требуемых или предельных эксплуатационных свойств ГТП.

Следует отметить, что методологические основы обеспечения ФОС иерархической структуры элементов ГТП базируются на решении комплекса задач по стадиям проектирования с использованием итерационно-рекуррентной последовательности решения задач. При этом главным в этой методологии является то, что процесс обеспечения ФОС иерархической структуры элементов ГТП реализуется на основе единого комплексного подхода в проектировании. При этом на каждой стадии проектирования решаются свои конкретные задачи.

Можно отметить, что в соответствии с рис. 1 процесс обеспечения ФОС иерархической структуры ГТП выполняется в 5-ть стадий проектирования. Рассмотрим некоторые особенности этого процесса.

Для обеспечения ФОС иерархической структуре элементов ГТП, на 1-й стадии проектирования осуществлена разработка общего подхода в обеспечении свойств. При этом одной из особенностей этого подхода является реализации ФОС иерархической структуры элементов и обеспечение равных, кратных или функционально-зависимых свойств всей структуры элементов. Этот процесс выполняется на базе системного подхода и группы особых принципов функционально-ориентированного подхода [3, 4]. Для решения вопросов формирования ФОС по иерархической структуре элементов ГТП разработана общая структурная модель, которая позволяет решать вопросы распределения физико-механических свойств по элементам структуры привода.

На 2-й стадии проектирования разработан технологический инжиниринг по определению начальных параметров проектирования технологического обеспечения формирования ФОС. Технологический инжиниринг заключается в установлении особенностей и определении параметров процесса износа элементов иерархической структуры ГТП, а также формировании на базе этих данных параметров технологической оснастки для дальнейшего проектирования технологического обеспечения по реализации ФОС иерархической структуры привода. То есть на этой стадии проектирования устанавливаются начальные данные для последующего проектирования необходимого технологического обеспечения формирования ФОС структуре ГТП.

После установления начальных параметров проектирования технологического обеспечения реализуется 3-я стадия проектирования. На этой стадии разрабатывается структура комплексного многосвязного технологического процесса формирования ФОС структуры и выполняется синтез необходимого оборудования и оснастки.

Затем, на 4-ой стадии проектирования осуществляется формирование ФОС по иерархической структуре элементов ГТП. Этот процесс реализуется на базе разработанного принципа распределения свойств по иерархической структуре ГТП.

Далее, на 5-ой стадии проектирования выполняется решение вопросов обеспечения и повышения эксплуатационных свойств ГТД. В связи с этим, в работе приведены данные для создания множества структур технологических процессов и направленного поиска оптимального варианта структуры.

Таким образом, представленные методологические основы обеспечения ФОС иерархической структуры элементов ГТП позволяют решать вопросы повышения эксплуатационных свойств структуры на базе разработанного нового подхода.

3. Общий подход в формировании ФОС иерархической структуры элементов ГТП

Можно отметить, что на базе общего подхода в формировании ФОС иерархической структуры элементов ГТП определяется стратегия формирования технических, эксплуатационных и технологических свойств для всех элементов иерархической структуры ГТП. При этом обеспечивается процесс распределения физико-механических свойств элементов структуры на каждом уровне структуры и по ее уровням.

Общий подход в формировании ФОС иерархической структуры элементов ГТП базируется на решении вопросов распределения свойств с помощью следующих моделей:

1. Системной модели обеспечения эксплуатационных, технических и технологических свойств иерархической структуры на базе ФОС (рис. 2).
2. Структурной модели формирования ФОС по элементам иерархической структуры ГТП (рис. 3).

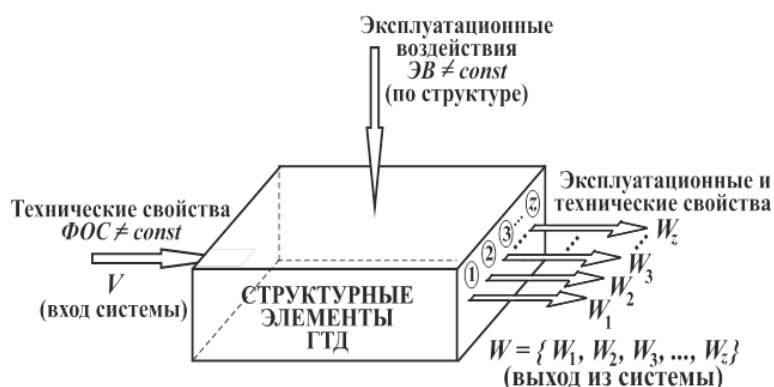


Рисунок 2 - Системная модель обеспечения эксплуатационных, технических и технологических свойств иерархической структуре ГТП на базе ФОС

Поэтому процесс формирования ФОС элементов иерархической структуры ГТП выполняется в два этапа, а именно, на первом этапе, решается задача технологического инжиниринга процесса определения начальных параметров процесса (эксплуатация - технология), на втором этапе, выполняется процесс распределения ФОС по элементам иерархической структуры ГТП. Конечно, эти процессы и этапы связаны между собой итерационно-рекуррентными связями.

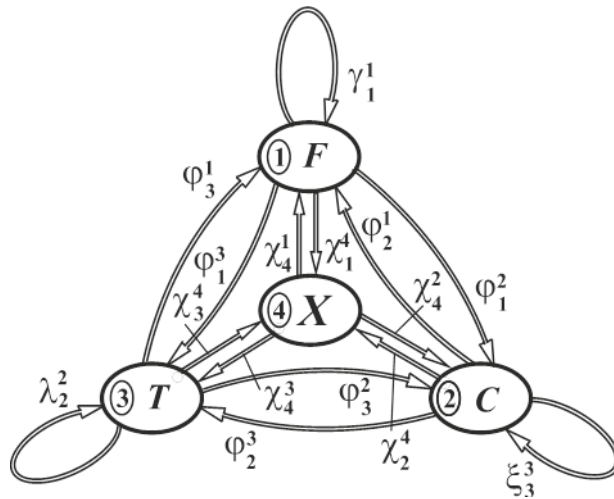


Рисунок 3 - Структурная модель формирования ФОС по элементам иерархической структуры ГТП

На рис. 2 представлена системная модель обеспечения эксплуатационных, технических и технологических свойств иерархической структуры ГТП на базе ФОС. Здесь, обозначено следующее: V – вход в процесс преобразования свойств (технические свойства ФОС $\neq const$); W – обобщенный выход из системы (эксплуатационные и технические свойства); $\Xi B \neq const$ – неравномерные эксплуатационные воздействия R -класса. Можно отметить, что в условиях действия неравномерных эксплуатационных воздействий на элементы иерархической структуры ГТП за счет ФОС можно обеспечивать на выходе из системы необходимые эксплуатационные, технические и технологические свойства, представляемые множеством выходов $W = \{W_1, W_2, W_3, \dots, W_z\}$.



Рисунок 4 - Общий вид вакуумной ионно-плазменной установки ННВ 6,6 – И1 для напыления ФОП лопаток ГТП

С помощью модели (рис. 2) решается задача технологического инжиниринга процесса определения начальных параметров процесса (эксплуатация - технология), на втором этапе, выполняется процесс распределения ФОС по элементам иерархической структуры ГТП. Технологический инжиниринг заключается в определении начальных параметров обеспечения ФОС структуре на этапе эксплуатации ГТП, изоморфном обеспечении этих параметров на технологическое обеспечение процесса и на процесс формирования ФОС на элементы иерархической структуры.

На рис. 3 представлена структурная модель формирования ФОС по элементам иерархической структуры ГТП. Можно отметить, что процесс формирования ФОС структуры ГТП реализуется с учетом основных этапов цикла: 1 – эксплуатация, 2 – обеспечение свойств, 3 – реализация технологии. Позиция 4 – элементы иерархической структуры ГТП. Здесь также показана схема связей между составляющими системы формирования ФОС структурных элементов ГТД. Буквами $\varphi_i^j, \chi_i^j, \gamma_i^j, \xi_i^j, \lambda_i^j$ – обозначены прямые и $\varphi_j^i, \chi_j^i, \gamma_j^i, \xi_j^i, \lambda_j^i$ – обратные связи между составляющими структурной модели, представленной на рис. 3.

Процесс формирования ФОС по элементам иерархической структуры ГТП выполняется по R -уровням: ФОС 1-го уровня; ФОС 2-го уровня; ФОС 3-го уровня; ...; ФОС r -го уровня; ...; ФОС R -го уровня.

4. Технологическое обеспечение ФОС иерархической структуры ГТП



Рисунок 5 - Общий вид сферической оснастки вакуумной камеры для напыления поворотных лопаток компрессора направляющего аппарата ГТП

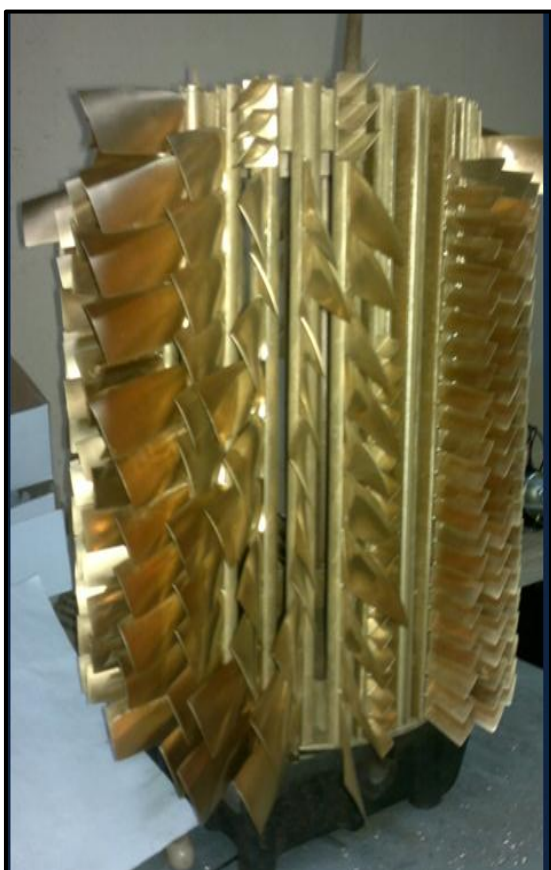


Рисунок 6 - Общий вид цилиндрической оснастки вакуумной камеры для напыления рабочих лопаток компрессора ГТП

Для формирования ФОС элементов иерархической структуры ГТП в работе разработано необходимое технологическое обеспечение. При этом ФОС структуры ГТП выполнялись на базе многослойных вакуумных ионно-плазменных покрытий, реализованных на базе нитрид титана. Выполненные исследования позволили разработать высокопроизводительное оборудование (рис. 4, рис. 5 и рис. 6) и снизить себестоимость напыления покрытий на лопатки ГТП за счет концентрации рабочих позиций. Эти исследования позволили решить следующие задачи: определить варианты концентрации лопаток в вакуумной камере ионно-плазменной установки; разработать варианты структур расположения рабочих позиций лопаток в вакуумной камере; выполнить исследования возможных видов пространственных связей расположения рабочих позиций в вакуумной камере; провести синтез возможных вариантов кинематики движений лопаток в вакуумной камере; разработать общие принципы синтеза технологической оснастки установки для напыления покрытий.

Можно отметить, что процесс формирования ФОС иерархической структуры элементов ГТП выполнялся на базе многослойных функционально-ориентированных покрытий (ФОП), в которых каждый слой имел соответствующий пространственный контур границ ПКГ каждого слоя, выполненный в зависимости от особенностей износа поверхности пера лопатки [5] (рис. 7).

Процесс напыления ФОП выполнялся на базе вакуумной ионно-плазменной установки модели ННВ 6.6-И1 (рис. 5), которая специально была модернизирована для напыления этих покрытий на лопатки компрессора. Для реализации ФОП в работе разработан комплексный многосвязный технологический процесс напыления этих покрытий.

Для повышения производительности напыления покрытий разработана специальная многоместная оснастка вакуумной камеры следующих видов:

- сферической формы для напыления поворотных лопаток компрессора направляющего аппарата ГТП (рис. 5);

- цилиндрической формы для напыления рабочих лопаток компрессора ГТП (рис. 6).

Цикловая производительность напыления вакуумных ионно-плазменных покрытий на предлагаемой установке определяется на основании следующего выражения:

$$P_{Ц} = \frac{u_p}{T_{Ц}},$$

где $P_{Ц}$ - цикловая производительность вакуумной ионно-плазменной установки;
 u_p - общее количество рабочих позиций технологической оснастки вакуумной камеры;
 $T_{Ц}$ - время полного технологического цикла напыления покрытия.

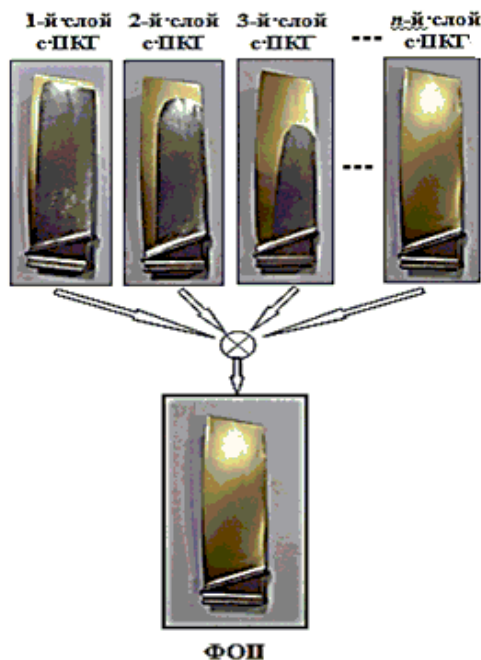


Рисунок 7 - Схема композиционного синтеза многослойного ФОП рабочей лопатки компрессора ГТП

Процесс реализации ФОП лопаток выполнялся на базе полученных параметров по следующим этапам, а именно: эксплуатация, технология и формирование ФОС лопатки. На рис. 7 представлена схема композиционного синтеза многослойного ФОП рабочей лопатки компрессора ГТП [5]. В данном случае, ФОП выполнено на базе многослойного нитрид титанового покрытия с ПКГ каждого слоя. Процесс напыления каждого слоя покрытия выполнен с помощью специальных защитных экранов с ПКГ. При этом многослойное ФОП является композицией однослойных покрытий с ПКГ, толщина которых равна толщине опытного покрытия испытываемого при эксплуатации ГТП. При этом на базе однослойных покрытий равной толщины формируется многослойное покрытие переменной толщины, а именно ФОП

лопаток. На базе ФОП каждой лопатки формируются ФОП каждого уровня структуры лопаток и лопаток всех уровней иерархической структуры лопаток ГТП.

5. Заключение

Таким образом, в представленной работе решены вопросы повышения эксплуатационных свойств ГТП на основе обеспечения ФОС иерархической структуры его элементов из условия выполнения равного ресурса элементов структуры. Для выполнения этого в работе разработаны общие методологические основы обеспечения ФОС иерархической структуре ГТП. А также предложен общий подход в формировании ФОС иерархической структуре ГТП и технологическое обеспечение для их реализации.

Библиографический список:

1. Корж, В.В. Эксплуатация и ремонт оборудования насосных и компрессорных станций: учеб. пособие [Текст] / В.В. Корж, А.В. Сальников. – Ухта: УГТУ, 2010. – 184 с.
2. Богуслаев, В.А. Технологическое обеспечение и прогнозирование несущей способности деталей ГТД / В.А. Богуслаев, В.К. Яценко, В.Ф. Притченко. – К.: Манускрипт, 1993. - 332 с.
3. Михайлов, А.Н. Технологические особенности повышения ресурса деталей газотурбинных двигателей на основе обеспечения функционально-ориентированных свойств / А.Н. Михайлов, Д.А. Михайлов // Инновации в машиностроении: сборник трудов XII Международной научно-практической конференции. – Новосибирск: НГТУ, 2021. - С. 76 – 83.
4. Михайлов, А.Н. Основы синтеза функционально-ориентированных технологий машиностроения. – Донецк: ДонНТУ, 2009. – 346 с.
5. Патент № 2718877 RU. Кл. С23С 14/04. Способ нанесения функционально-ориентированного износостойкого покрытия на лопатку газотурбинного двигателя / А.Н. Михайлов, Д.А. Михайлов, В.А. Михайлов, и [др.]. Заявка № 2018107164 от 26.02.2018. – Бюл. № 11, 15.04.2020. – 7 с.

Разработка методики повышения работоспособности скважинных разрушающих инструментов

Мустафаев А.Г., Насиров Ч.Р.

Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности, г. Баку

Аннотация: При разрушении металлических предметов вооружением фрезерного устройства в стволе скважины выделяется большое количества тепла, которое снижает механические характеристики и производительность инструмента.

Проведенные опыты показали, что эффективность скважинного фрезерного инструмента в основном зависит от тепла, выделяющегося при трении инструмента о горные породы. Это тепло является основным параметром, оказывающим существенное влияние на характеристики режущей части инструмента. По этой причине при работе инструментов основной интерес представляет изучение тепловыделения на режущей части инструмента.

При трении инструмента о металл или породы механическая энергия процесса частично или полностью переходит в тепловую энергию. В данном процессе, в случае неполного охлаждения нагретого тела температура доходит до 800°-900°С. При нагревании поверхности вооружения инструмента, происходит износ, и впоследствии кристаллическая структура разрушающей поверхности инструмента изменится, тем самым инструмент преждевременно потеряет свою работоспособность.

Целью исследования является изучить тепло вызванное трением, оказывающее влияние на производительность фрезеров при работах в забое скважины.

Цель была достигнута путем изучения зависимости тепла, выделяющегося при трении, от механических и теплофизических параметров обрабатываемых объектов, а также изучением температуры бурового раствора.

В работе рассматриваются вопросы о выборе правильного материала с повышенной теплостойкостью для вооружения фрезеров.

Ключевые слова: трение, фрезер, тепловая энергия, режущий инструмент, тепловой износ, забой.

Введение. В развитие нефтяной и газовой промышленности основным направлением увеличения добычи нефти и газа является внедрение нового и эффективного технологического оборудования, а также ввод в эксплуатацию бездействующих скважин, что связано с необходимостью ускорением восстановительных работ. Существуют различные способы проведения восстановительных работ в стволе скважине. Одним из них является механических способ – фрезерование аварийных предметов в скважине. Показатели процесса фрезерования зависят, прежде всего, от долговечности и эффективности работы фрезерного инструмента. Одним из основных факторов обуславливающих работоспособность фрезерного инструмента является тепловой режим в зоне его работы, который зависит, прежде всего, от физико-механических свойств разрушаемого объекта и режима фрезерования [2]. Взаимодействием с разрушаемым объектом, инструмент подвергается температурным воздействиям и при этом на его рабочей поверхности выделяется большое количество тепла. В результате инструмент сильно нагревается, снижается режущая способность и ускоряется изнашивание режущих элементов, и инструмент преждевременно выходит из строя [3].

Количество тепла, выделяющееся на контактной поверхности при трении равно работе силы трения на этой поверхности за $\Delta t = t - t_0$ - определенный промежуток времени:

$$\theta = \alpha J f G v_{\text{ск}} \quad (1)$$

где θ - количество тепла на контактной поверхности режущего инструмента;

J - термическая эквивалентная работа;

α - коэффициент, учитывающий долю тепла, отводимого промывочным агентом и материалом режущего инструмента;

G - осевая нагрузка на режущий инструмент;

f - коэффициент трения между трущимися поверхностями
 v_{ck} - скорость скольжения при трении.

Количества тепла выделяемое за промежутков времени dt равно:

$$d\theta = \alpha J f G v_{ck} dt \quad (2)$$

Тепло расходуемое на нагрев элементов разрушающего инструмента примет следующий вид:

$$d\theta = c\gamma d(T - T_H) \quad (3)$$

А, тепло отводимое за счет теплопроводности:

$$d\theta = \lambda dQ_\lambda = \lambda \frac{\partial T}{\partial r} F dF \quad (4)$$

где F - площадь контактной поверхности трения.

Тепло отводимое путем конвективного теплообмена будет:

$$dQ_f = C_f \frac{\gamma_f}{g} W_f (T - T_f) dt \quad (5)$$

где γ - удельный вес материала разрушающего инструмента;

C - теплоемкость материала разрушающего инструмента;

r - нормаль по радиусу;

t - характерное время (время без отрыва работы разрушающего инструмента на забое);

C_f - теплостойкость бурового раствора;

γ_f - удельный вес бурового раствора;

W_f - весовой расход бурового раствора;

T_H - начальная температура на поверхности разрушающего инструмента;

T - температура поверхности разрушающего инструмента.

Тогда уравнения теплового баланса примет следующий вид [1]:

$$dQ = dQ_H + dQ_\lambda + dQ_f$$

или

$$\alpha J f G v_{ck} dt = c\gamma v d(T - T_H) + \lambda \frac{dT}{dr} F dt + C_f \frac{\gamma_f}{g} W_f (T - T_f) dt \quad (6)$$

Используя теорему математического анализа, проинтегрируем уравнение (6), включающее в себя коэффициент трения и другие свойства при максимально допустимой температуре материала разрушающего инструмента и охлаждающего агента, и получим следующий вид уравнения [4]:

$$\alpha J (f G v_{ck}) t = (c\gamma)_{cp} F (R_2 - R_1) (T_0 - T_H) + \lambda \frac{\partial T}{\partial r} F t + \left(C_f \frac{\gamma_f}{g} \right)_{cp} W_f (T_{01} - T_f) t, \quad (7)$$

где T_0 – максимально допустимая температура материала разрушающего инструмента, при которой сохраняется работоспособность инструмента в забое скважины; T_{01} - максимально допустимая температура бурового раствора, при которой сохраняются заданные условия в забое скважины.

Использованием теоремы Π , определим критерий подобия [4]:

$$\Pi = \frac{c\gamma(T_0 - T_H)(R_2 - R_1) \cdot F}{J f G v_{ck} t} + \frac{\lambda(T_0 - T_H) F}{J f G v_{ck} (R_2 - R_1)} + \frac{C_f \frac{\gamma_f}{g} W_f (T_{01} - T_f)}{J f G v_{ck}} \quad (8)$$

Далее производим анализ полученного соотношения:

$$\Pi_H = \frac{c\gamma(T_0 - T_H)(R_2 - R_1)}{J f G v_{ck} t}, \quad (9)$$

Величину (9) характеризует способность материала разрушающего инструмента, поглощать тепловую энергию при работе при заданных режимах.

$$П_{\lambda} = \frac{\lambda(T_0 - T_H)F}{JfG \cdot v_{ck}(R_2 - R_1)}, \quad (10)$$

Величину (10) характеризует способность материала разрушающего инструмента отводить тепловую энергию от контактной поверхности путем теплопроводности.

$$П_f = \frac{c_f \frac{\gamma_f}{g} W_f (T_{01} - T_f)}{JfG \cdot v_{ck}}, \quad (11)$$

Величину (11) характеризует способность охлаждающей жидкости, отводить тепловую энергию путем конвективного теплообмена.

Чем больше величина критерия подобия, тем лучше работоспособность разрушающего инструмента на забое скважина.

Выводы

1. Определена зависимость количества тепла, выделяющегося на контактной поверхности при трении инструмента, от силы трения на этой поверхности. Полученная критериальная зависимость позволит разработать рациональный режим работы разрушающего инструмента.

2. С помощью теоремы математического анализа, включающего в себя коэффициент трения, определена максимально допустимая температура материала разрушающего инструмента, и бурового раствора при которой сохраняются заданные условия и работоспособность инструмента в забое скважины.

Библиографический список:

1. Мустафаев А.Г. и др. Тепловой режим работы фрезерных устройств и повышение их эффективности при ремонте скважин. Баку, Элм. 1997. 123 стр.
2. Мустафаев А.Г. Исследование тепловых процессов на контактных поверхностях скважинных разрушающих инструментов. Современные технологии в нефтегазовом деле-2017: сборник трудов С56 международной научно-технической конференции в 2-х Г.10 тв. ред. В.Ш. Мухаметшин – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. – Т.1.- 454 с.
3. Кулиев С.М., Есьман Б.И., Габузов Г.Т. Температурный режим бурящейся скважины. М: Недра, 1968, стр.184.
4. Мирджанзаде А.Х Степанова Г.С. “Математическая теория эксперимента в добыче нефти и газа” – М.: 1977. – 228 с.

УДК 622.24.051.553

Экспериментальное исследование уплотнения опоры трехшарошечного долота диаметром 215,9 миллиметров в условиях приближенных к забойным

Наумышев Е.Ю., Быков И.Ю., Борейко Д.А.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Аннотация: В работе представлены требования при разработке уплотнения, описан экспериментальный стенд, показана методика исследования и проведен анализ результатов. В процессе исследования было рассмотрено влияние момента трения на уплотнение опор, а также сделаны выводы и даны рекомендации по применению новой конструкции узла герметизации.

Ключевые слова: долото, подшипники, уплотнительный элемент, опора.

Annotation: The paper presents the requirements for the development of a seal, describes the experimental stand, shows the research methodology and analyzes the results. In the course of the study, the influence of the friction moment on the seal of the supports was considered, and conclusions were drawn and recommendations were made on the use of a new design of the sealing unit.

Key words: chisel, bearings, sealing element, support.

Актуальность: В настоящее время происходит сокращение запасов углеводородов в районах добычи нефти и газа, в свою очередь повышение эффективности, надежности бурового оборудования в условиях глубокого бурения имеет важное значение для снижения стоимости одного метра бурения.

Более чем в половине имевшихся в использовании шарошечных долот главным фактором выхода из строя является ранний износ подшипников при работоспособном вооружении. Практика показала, что шарошечные долота с герметизированной опорой обладают более высокими показателями бурения, чем долота с открытой опорой. Анализ литературных источников показал, что повышение ресурса работы опоры за счет улучшения систем герметизации и смазки остается актуальной задачей на сегодняшний день.

Цель работы: Целью работы является экспериментальное исследование уплотнения опоры трехшарошечного долота диаметром 215,9 миллиметров в условиях приближенных к забойным.

Введение

Трехшарошечные долота – это породоразрушающий инструмент, используемый при бурении практически всех видов пород в разнообразных условиях. Поэтому в настоящее время бурение шарошечными долотами составляет около 90% в России и за рубежом.

Изобретение шарошечного долота было осуществлено в начале 20-го века, однако работы по повышению его надежности и работоспособности проводятся до сих пор.

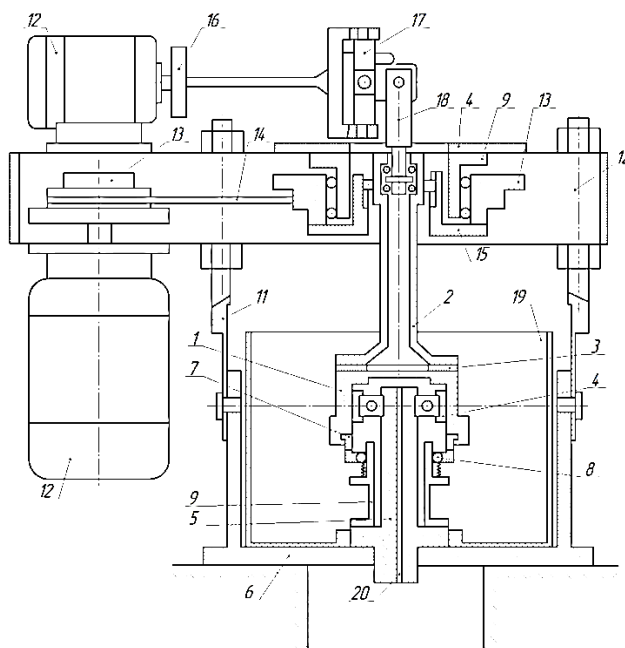
Требования при разработке уплотнения

При разработке уплотнения, работающего при средних и повышенных частотах вращения долота существует ряд проблем, который включает в себя: недостаток места во внутренней полости шарошки и перегрев уплотнительного кольца. Поэтому разработка уплотнения велась с учетом следующих требований:

- 1) увеличенный запас материала уплотнительных колец на износ;
- 2) низкий момент трения в зоне уплотнения;
- 3) простота конструкции и технологичность изготовления.

Описание экспериментального стенда

Эксперименты выполнены на стенде для испытания герметизирующих устройств шарошечных долот диаметром 215,9 мм (Патент SU № 662838 А1, 1979.05.15), (рисунок 1, 2).

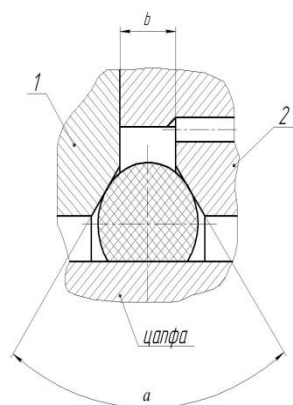


- 1 – обойма; 2 – вал приводной; 3 – шайба косая; 4 – опора; 5 – цапфа; 6 – станина;
 7 – кольцо уплотнительное; 8 – кольцо; 9 – втулка неподвижная; 10 – стойка; 11 – рама;
 12 – электродвигатель; 13 – шкив; 14 – ремень; 15 – муфта; 16 – диск; 17 – звено крестообразное; 18 – ось; 19 – емкость для буровой жидкости; 20 – канал для подвода смазки

Рисунок 1 – Стенд для проведения исследования

Проведение исследования

Испытания проводились для трех частот вращения долота 135 об/мин, 425 об/мин, 750 об/мин. После сборки уплотнительного узла на стенде вначале его испытывали на герметичность в условиях статики. В таблице 1 приведены параметры испытываемых уплотнений.



1 – кольцо; 2 – обойма

Рисунок 2 – Конструкция уплотнения на стенде

Таблица 1 – Параметры испытываемых уплотнений

№ комплекта	Угол α , градус	Относительная ширина, b_0	Давление разгерметизации (статическое), МПа
1	60	0,75	0,40
2	60	0,66	0,56
3	60	0,57	0,90
4	80	0,75	0,55
5	80	0,66	0,80
6	80	0,57	1,00
7	100	0,75	0,56
8	100	0,66	0,90
9	100	0,57	1,13

Для упрощения вычислений величина b приведена к безразмерному виду b_0 путем деления на диаметр сечения кольца, т.е. $b_0 = b/d$

Из таблицы 1 видно, что все уплотнения соответствуют условию обеспечения герметичности в условиях статики.

Далее испытания уплотнений были проведены в динамических условиях. Эксперименты проводились с созданием избыточного давления во внутренней полости опоры. Это требовалось для решения дополнительной задачи использования этого момента для улучшения характеристик уплотнения.

Факторы, влияющие на режим работы герметизирующего узла приведены в таблице 2, а результаты опытов — в таблице 3.

Таблица 2 – Факторы, влияющие на режим работы герметизирующего узла

Факторы	Уровни факторов		
	1	2	3
α , рад	1,046	1,397	1,744
b_0	0,57	0,66	0,75
e , мм	0	0,25	0,50
n , об/мин	135	425	750
P_n , МПа	0	0,15	0,30

Момент трения уплотнительного кольца о поверхность опоры в долоте диаметром 215,9 мм принимается равным $M_6 = M = 2,88$ Нм, где M — средний момент трения нового уплотнения. Данная процедура позволяет привести моменты трения в исследовании к безразмерному виду M_0 делением их на величину M_6 , т.е. $M_0 = M_T / M_6$.

Результаты этого расчета приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Результаты эксперимента

№ опыта	α , градус	b_0	e , мм	n , об/мин	$P_{\text{н}}$, МПа	$M_{\text{т}}$, Н·м	M_0
1	60	0,57	0	135	0	1,2	0,42
2	80	0,66	0,5	135	0,15	1,0	0,35
3	100	0,75	0,25	135	0,3	0,4	0,14
4	80	0,57	0,25	425	0	1,5	0,52
5	100	0,66	0	425	0,15	1,3	0,45
6	60	0,75	0,5	425	0,3	0,4	0,14
7	100	0,57	0,5	750	0	2,0	0,69
8	60	0,66	0,25	750	0,15	0,2	0,07
9	80	0,75	0	750	0,3	0,1	0,03

Исследования показали, что в предлагаемой конструкции уплотнения момент трения снижен за счет совершенствования его деформационных характеристик.

В таблице 4 красным цветом выделены значения не отвечающие требованиям предупреждения разгерметизации. Также из таблицы 4 видно, что давление разгерметизации становится больше при увеличении угла α расточки, уменьшается при ширине расточки b_0 и частоте вращения шарошечного долота n .

Таблица 4 – Давления разгерметизации уплотнений

α , градус	n , об/мин	P_p при значениях b_0		
		0,57	0,66	0,75
60	135	0,65	0,40	0,26
	425	0,45	0,30	0,07
	750	0,25	0,30	0
80	135	0,60	0,69	0,40
	425	0,40	0,44	0
	750	0,55	0,34	0
100	135	1,14	0,91	0,35
	425	0,74	0,76	0,15
	750	0,66	0,54	0

Анализ результатов

а) На рисунке 3 (а) на график тонкой линией нанесена прямая линия $P_p = 0,4$ МПа, являющаяся предельным статическим давлением разгерметизации. Точка пересечения данной прямой с прямой нижней границы давления разгерметизации равна $b_0 = 0,57$. Таким образом, величина размера расточки b должна быть шириной не более 3 мм.

б) На рисунке 3 (б) приведена зависимость динамического давления разгерметизации P_p от угла α канавки при $b_0 = 0,57$. Точка пересечения этой прямой с линией предельного статического давления разгерметизации $P_p = 0,4$ МПа равна 80° .

На рисунке 3 (б) условию допустимого давления разгерметизации соответствует штрихпунктирная прямая линия, которая пересекается с прямой линией нижней границы давления разгерметизации в точке с абсциссой 70° и принимается как нижняя граница величины угла α .

Уплотнение с параметрами $\alpha = 70^\circ$; $b_0 = 0,57$ удовлетворяют условию предупреждения разгерметизации.

в) На рисунке 3 (в) показаны зависимости M_0 от угла α при различных значениях избыточного давления в полости опоры. Между углом α и величиной относительного момента трения существует сильная связь при постоянном избыточном давлении. С увеличением избыточного давления момент трения уменьшается.

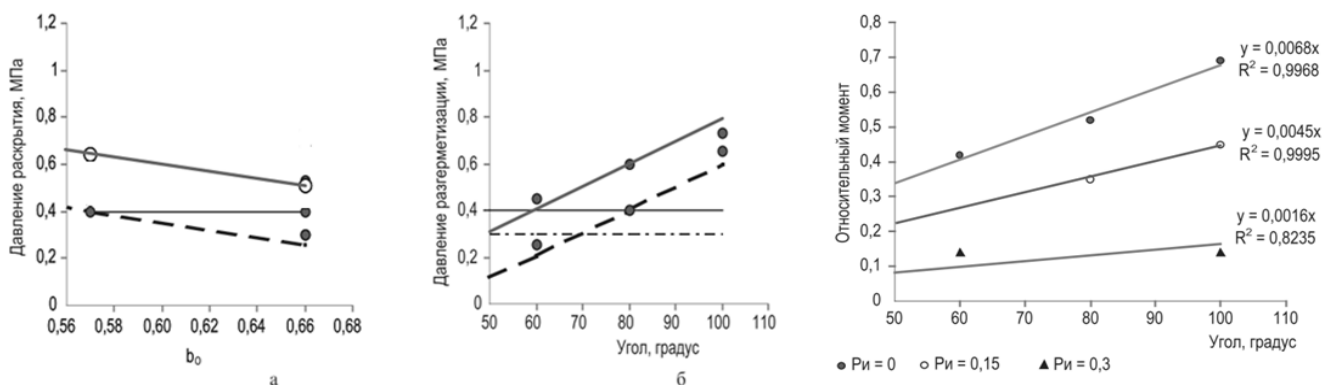
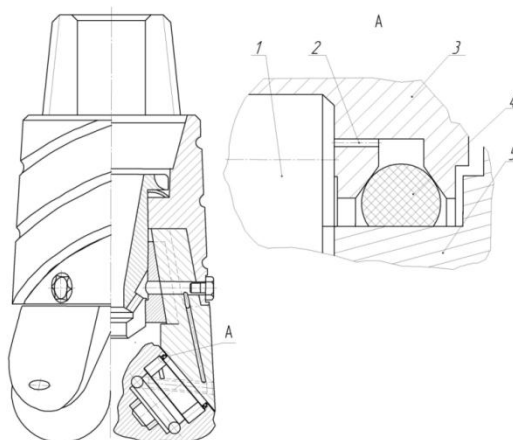


Рисунок 3 – Результаты исследования

На рисунке 4 показано решение радиального уплотнения с улучшенными характеристиками радиальной деформации. Конструкция этого уплотнения основана на уплотнении с V-образным отверстием в шарошке «Smith Tool».



1 – подшипник; 2 – канал осевой; 3 – шарошка; 4 – кольцо уплотнительное; 5 – опора

Рисунок 4 – Конструкция радиального уплотнения опоры шарошки

Заключение

В работе были представлены требования выдвигаемые при разработке узла уплотнения, описан стенд для проведения испытаний, показана методика исследования и проведен анализ результатов. В процессе изучения исследования также сделаны выводы и даны рекомендации по применению новой конструкции узла герметизации.

Практическая ценность заключается в организации эффективного подхода к производству шарошечного долота, так как оно является одним из основных элементов бурового производства.

Значимость для науки состоит в исследовании принципов повышения их работоспособности.

Библиографический список:

1. Булатов А.И., Проселков Ю.М., Шаманов С.А. Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин [Текст]: Учебное пособие / А.И. Булатов, Ю.М. Проселков, С.А. Шаманов – <http://neftegaz.ru>
2. Разработка и стендовые испытания радиального уплотнения опор шарошечных долот для средних и повышенных частот вращения / Могучев А.Л., Попов А.Л., Матвеев Ю.Г., Исмаков Р.А., Ле Хыу Тоан // Нефтегазовое дело.-2005.3. -С. 71-77.
3. Матвеев Ю.Г. Конструкции и системы смазки опор шарошечных долот: Учебное пособие. — Уфа: Изд-во УГНТУ, 1996. — 90 с.
4. А. с. 662838 СССР. Стенд для испытания герметизирующих устройств шарошечных долот / Е.А. Митюрёв, А.Н. Попов, А.И. Спивак; Опубл. 15.05.79 // Открытия. Изобретения. 1979. - № 18.

СЕКЦИЯ 4. OIL SOCIAL AND CULTURAL ENVIRONMENT. (НЕФТЯНОЕ СОЦИОКУЛЬТУРНОЕ ПРОСТРАНСТВО)

УДК 622.276.55

The history of the formation of technologies for the development of fields of high-viscosity oil and natural bitumen / История становления технологий разработки месторождений высоковязкой нефти и природных битумов

Жангабылов Р.А., Лепшке Г.Н.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

World reserves of heavy oils and natural bitumen significantly exceed those of conventional oils (Fig. 1). The largest proven deposits are located in Venezuela and Canada. The third place belongs to Russia. The United States and China also have large reserves of heavy and viscous oil.

In this paper, an analysis of the development of technologies for the production of high-viscosity oil and bitumen was carried out using the example of Yarega field in Russia and oil sands of Canada. Also the formation of technologies for the development of such fields was considered.

In the 1920s, traces of high-viscosity oil were found in an artesian well of one of the farms in the area of the city of Lloydminster (Canada), also Cold Lake bitumen deposit was discovered [2]. In 1932 Yarega oil field was discovered, which contains large reserves of heavy high-viscosity oil [3].

The viscosity of conventional oil can range from 1 mPa·s to about 10 mPa·s. The viscosity of heavy and extra heavy oils can range from less than 20 mPa·s to over 1,000,000 mPa·s [1]. The most viscous hydrocarbon is natural bitumen, which can be solid at room temperature and becomes soft and mobile when heated.

The development of deposits of high-viscosity oil and bitumen becomes more and more important as the reserves of conventional oil are depleted. Development methods for high-viscosity oil and bitumen deposits are subdivided into cold and thermal. The most representative from the point of view of obtaining high oil recovery are: open-pit method (about 90%), steam-assisted gravity drainage (up to 70%) [4].

Today, Canada has huge oil sands reserves, much of which is concentrated in the Athabasca field in the province of Alberta. The viscosity of bitumen here reaches from tens of thousands to 1 million mPa·s and more. Only 20% of oil sands reserves can be developed by open pit mining, in which rock saturated with bitumen is extracted from open pit mines up to 75 m deep. The remaining 80% of reserves can be developed only using in situ technologies [5].

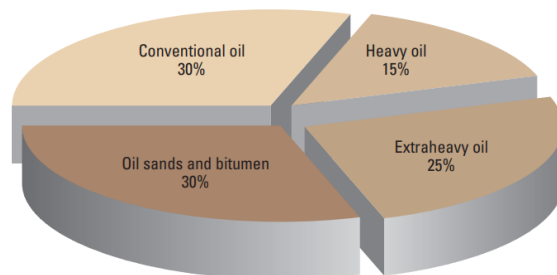


Figure 1 - The ratio of world oil and bitumen reserves [1]

The development of the surface mining method is associated with the name of the scientist Dr. Karl Clark, who developed and patented a hot water and caustic soda mixture to extract bitumen from oil sands [6].

In 1967 The Great Canadian Oil Sands Project (now Suncor) opens. The \$250 million project was the largest single private investment in Canadian history at the time. At capacity, it produced 45,000 barrels a day [7].

The origin of the SAGD technology was facilitated by the introduction of thermal mining technology at the Yarega field (USSR) and the development of horizontal drilling technologies at the Cold Lake field (Canada) [2, 3].

Creation and industrial implementation of thermal mining technology is connected with the need to increase the rate of oil production in connection with the drop in oil production at all three mines of the Yarega field, which called into question the continued existence of oil mines.

From the middle of 1968, experimental work on thermal effects on the formation began [3]. At the beginning, they tried to pump the coolant (steam) from the same gallery, but the pumping process took place at low rates of steam injection, which did not allow achieving a significant increase in oil production. Attempts to increase the steam injection rate led to an increase in the temperature in the production gallery. Then it was decided to transfer steam injection to another horizon, which allowed maintaining normal temperatures in the production gallery.

Since 1972, industrial secondary development of the seam by the thermal mining method has been carried out in those areas that were previously mined in a natural mode [3]. Thermal mining method is patented in the USA, Canada, Japan, Venezuela and France.

The main reasons for creating thermal mining technology were:

- high viscosity of oil;
- low coefficient of its recovery from the formation;
- weak reservoir pressure;
- harsh climatic conditions;
- drop in oil production in natural mode (by 1966).

Alberta Oil Sands Technology and Research Authority (AOSTRA) was established in 1974 to promote the development and use of new technology for oil sands and heavy oil production, with emphasis on reduced costs, increased recovery and environmental acceptability [2].

In 1978, Imperial Oil, at the suggestion of Dr. Butler, drilled a pilot horizontal well in the Cold Lake field. It was the first horizontal oil well in the west, combined with a vertical steam injection well [2].

In 1982, Exxon Production Research Company and ESSO Resources were granted US and Canadian patents, respectively, for Dr. Butler's Steam-Assisted Gravity Drainage (SAGD) design [2].

In 1983, AOSTRA developed a detailed design for an Underground testing facility (UTF) to test methods and strategies for stimulating oil sands that were too deep to be exploited from the surface [2].

It was decided to test Dr. Butler's concept of SAGD technology in UTF. The experimental work included two phases. Phase A included the drilling of three pairs of wells with a horizontal borehole length of 60 meters. Indicators on oil production, steam-to-oil ratio and final oil recovery exceeded expectations. In Phase B, it was decided to drill three additional pairs of 500 meters in the oil sands. The results also exceeded expectations [2].

Now it is one of the most common technologies to recovery heavy oil fields. Traditionally, SAGD technology is a pair of horizontal wells drilled one above the other in the formation (Fig. 2). Steam is injected into the upper well and transfers heat to the bitumen. The heated bitumen becomes mobile and flows under the action of gravity into the lower production well, from which it is pumped together with condensed water to the surface. With constant steam injection, a steam chamber is formed in the formation, which expands to the sides, heating the bitumen at the chamber wall [8].

In 1997 EnCana initiated Foster Creek SAGD Pilot project. After the successful completion of the experimental work, in 2001 EnCana full commercial operation at Foster Creek and Cristina Lake SAGD pilot started up [2].

Today SAGD is one of the most effective technologies for the development of fields of high-viscosity oil and natural bitumen. SAGD projects are being implemented in countries such as Canada, Venezuela, USA, Russia, China and others, which have large reserves of high-viscosity oils and bitumen.

The main reasons for creating SAGD technology were:

- extremely large oil sands resource base;
- Dr. Roger Butler's idea, who believed that gravity drainage was a better way to recover oil sands bitumen;
- both private sector and government invested collaboratively in research and development of the technology;
- mastering horizontal drilling technology;
- long-term investment was sustained over a period of over 20 years.

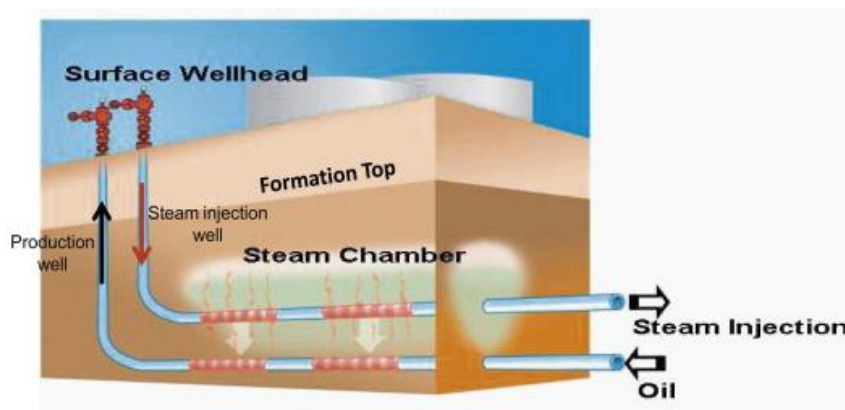


Figure 2 - Schematic illustration of the SAGD concept [9]

Based on the results of this study, the following conclusions can be drawn:

The emergence of technologies for thermal treatment of the reservoir has made it possible to significantly increase the efficiency of the development of deposits of high-viscosity oil and natural bitumen;

The contribution of scientists Dr. Clark and Dr. Butler in the creation of effective technologies for the development of natural bitumen deposits is noted.

The basic prerequisites for the creation of one of the effective technologies for the development of high-viscosity oil and bitumen deposits have been established.

References:

1. <https://www.slb.com/-/media/files/oilfield-review/heavy-oil-2-english> Дата доступа: 17.12.2021
2. "Steam Assisted Gravity Drainage (SAGD): A Unique Alberta Success Story with Implications for Future Investment in Energy Innovation", Institute for Sustainable Energy, Environment and Economy (ISEEE) Paper 20 - Alberta Energy Futures Working Paper. 2006.
3. Gurov, E.I. Yarega oil mines: Pages of history. Ukhta: [b. p.], 2004. 48 p.
4. Shah, A., Fishwick, R., Wood, J., Leeke, G., Rigby, S., & Greaves, M. (2010). A review of novel techniques for heavy oil and bitumen extraction and upgrading. *Energy & Environmental Science*, 3(6), 700-714. <https://doi.org/10.1039/b918960b>
5. Richard C. Selley, Stephen A. Elements of Petroleum Geology (Third Edition). Academic Press, 2015, pp. 427-482. ISBN 9780123860316. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-386031-6.00009-6>.
6. <https://www.suncor.com/en-ca/who-we-are/history/the-early-years>. Дата доступа: 17.12.2021
7. <https://www.suncor.com/en-ca/who-we-are/history/the-oil-sands-story>. Дата доступа: 17.12.2021
8. Butler, R. M. Thermal Recovery of Oil and Bitumen, vol. 7. Prentice Hall, New Jersey USA, pp. 285-358, 1991.
9. Tarek Ahmed, D. Nathan Meehan Advanced Reservoir Management and Engineering (Second Edition). Gulf Professional Publishing, 2012, pp. 541-585. ISBN 9780123855480. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-385548-0.00006-3>.

УДК 622.32:004.42

Экономическая оценка результатов цифровизации в нефтяной отрасли России: подходы и проблемы

Андрухова О.В., Ридван И.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Цифровизация, или цифровая трансформация, это непрерывный процесс и в тоже время стадия научно-технического прогресса, затрагивающий все нефтяное социокультурное пространство в силу его надленности, прежде всего, человеческим фактором. На протяжении известной истории развития цивилизации общество создавало различные блага, что характеризовало уровень его развития или стадию технологического уклада (таблица 1).

Таблица 1 – Периодизация технологических укладов [1]

Этап	Эпоха	Год	Событие
I	Первая промышленная революция	1772	Создание прядильной машины «Water frame» и текстильной фабрики в Кромфорде Ричардом Аркрайтом
II	Эпоха пара	1825	Паровоз Locomotion № 1, строительство железной дороги Стоктон — Дарлингтон
III	Эпоха стали (Вторая промышленная революция)	1875	Изобретение бессемеровского процесса, создание на базе конвертера Бессемера завода Edgar Thomson Steel Works в Питтсбурге
IV	<u>Эпоха нефти (активная добыча нефтяного сырья)</u>	1908	Внедрение на предприятиях Г. Форда ленточного конвейера, начало выпуска автомобиля Ford Model T
V	Эпоха информационно-коммуникационных технологий	1971	Термин «Кремниевая долина», появление первого микропроцессора Intel 4004
<i>Промежуточный этап</i>		<i>Начало XXI века</i>	<i>Интернет вещей</i>
VI	Развитие нанотехнологий	2004	Графен — монослой атомов углерода, полученный в октябре 2004 г. в Манчестерском университете
VII	Эпоха метакогнитивных технологий, новой антропологии (?)	2060 (?)	?

В целом цифровизация является результатом массового использования информационно-коммуникационных технологий. Сейчас не существует единого мнения о том, какой стадии технологического развития человечество реально достигло. Это, вероятнее всего, следствие начала активизации добычи нефти - эпохи нефти (подчеркнуто в таблице 1). А значит одним из аспектов исследования темы цифровизации по праву должна быть нефтяная отрасль как активный пользователь результатов цифровизации.

В настоящее время предметом активной дискуссии среди экспертов и аналитиков являются критерии отнесения объектов к цифровым технологиям (digital technology) из многообразия, предъявляемого технологическими компаниями. В современную эпоху тотальной информатизации и роботизации руководство нефтяных корпораций понимает, что без использования цифровых технологий невозможно успешно конкурировать в своей рыночной нише. Это по праву так. Однако цифровизация это, прежде всего, адаптационный механизм и концепция экономической деятельности промышленных предприятий.

В настоящее время осуществление производственных процессов в нефтяной сфере требует принципиально новых решений. Однако на данном этапе российская нефтяная промышленность столкнулась с рядом серьезных стратегических проблем, требующих принципиально новых подходов, какими являются цифровые технологии. Во-первых, не соответствие мировому технологическому укладу. Так, 30 % применяемых технологических решений относится к третьему технологическому укладу, 50 % – к четвертому укладу, приблизительно 10 % приходится на технологии пятого уклада в рамках военно-промышленного комплекса и авиакосмической промышленности. Во-вторых, России с помощью научно-технологического поступательного развития необходимо в течение ближайших 10 лет войти в число государств с VI технологическим укладом, минуя V технологический уклад. [2]

Продукты цифровизации используются в нефтяной промышленности развитых стран с конца XX века с целью лучшего понимания геологии нефтяных месторождений, повышения добычи и безопасности и оптимизации затрат, сохранения и повышения конкурентоспособности в условиях снижения цен на углеводороды. В таблице 1 авторы выделили курсивом так называемый промежуточный этап в периодизации технологических укладов.

К примеру, компания Chevron повысила эффективность капитального ремонта на 5–10% и сократила количество непосредственного участия человека в разработке нефтяных месторождений на 30%. Компания также смогла сократить непроизводственное время благодаря анализу данных в реальном времени и адаптации развернутых технических средств, выявляющих неожиданные колебания градиентов давления.

На методы увеличения нефтеотдачи и добычи нефти приходится 70% инновационных решений, используемых нефтегазовыми компаниями, а доля интеллектуальных методов совершенствования управления производством составляет 30%. По данным Cambridge Energy Research Associates (CERA), внедрение интеллектуальных технологий увеличит среднюю нефтеотдачу до 50%.

К важнейшим продуктам цифровой трансформации, используемых в нефтяной отрасли, являются:

- искусственный интеллект и автоматизация, в частности, беспилотные автомобили, когнитивные технологии, роботы, применяемые для высоко опасных и высоко рискованных ситуациях с целью минимизации участия человеческого фактора.

- большие данные, предназначенные для ускорения работы с большими массивами информации с целью потенциального повышения эффективности и безопасности разведки и добычи.

- интернет вещей, предполагающий увеличение возможностей интернета с целью взаимодействия объектов (например, датчиков) при обмене информацией о состоянии оборудования и безопасности человека.

- виртуальное 3D-моделирование и беспилотники, используемые для мониторинга недоступных, опасных нефтегазовых объектов.

Важнейшим направлением в развитии цифровой трансформации нефтяной отрасли является экономическая оценка затрат и результатов данных процессов. Учеными Института энергетических исследований РАН (ИНЭИ РАН) при разработке научно обоснованных предложений по измерению и оценке результатов и эффектов цифровой трансформации топливно-энергетического комплекса выявлено, что линейный рост внедрения цифровых решений приведет к нелинейному росту затрат в данные процессы. [3] Однако более качественная ступень развития цифровых разработок (так называемая глубина цифровой трансформации) приведет к снижающемуся экономическому результату. В данном случае каждый дополнительный качественный скачок в цифровизации прямо пропорционален приросту затрат и, как ни странно, снижению экономической эффективности. Это сущность действия метода «затраты-выгоды», который позволяет исключить так называемые неэффективные затраты при «излишней» цифровизации. Поскольку всепоглощающая цифровизация ради цифровизации без расчета ожидаемых экономических эффектов способна оказать отрицательный, негативный эффект. [4]

Укрупненно нефтяную отрасль можно представить в виде трех сегментов: добыча, транспортировка и переработка нефтяного сырья в международной практике именуемые, соответственно, upstream, midstream, downstream. В части повышения эффективности функционирования нефтеперерабатывающего сектора в России цифровой трансформации отводится особая роль. [5]

Таким образом, при оценке экономической эффективности процесса цифровизации необходимо учитывать ее неоспоримое влияние в решении ряда стратегических задач для отрасли:

- энергобезопасность;
- повышение качества продукции;
- экологизация, оптимизация затрат;
- повышение степени прозрачности и управления производственными процессами;
- рациональное потребление природных ресурсов и энергии;

- интеграция профильных министерств и нефтяных компаний;
- внешняя экономическая деятельность нефтяных компаний;
- научно-технологическое развитие отрасли;
- качественное развитие трудового потенциала.

Вне зависимости от местонахождения и финансовой обеспеченности нефтяные компании сталкиваются с проблемами, связанными с повышением эффективности функционирования. В связи с этим цифровизация будет способствовать решению ряда проблем отрасли, в частности:

- выполнение более сложных и трудоемких операций, например, в Арктике, с целью поддержания рентабельности производства;
- предотвращение инцидентов, связанных со здоровьем, безопасностью и окружающей средой;
- преодоление дефицита кадров, обусловленного демографией, состоянием и уровнем образования.

Тем не менее существует и ряд проблем, связанных с реализацией цифровой трансформации в нефтяном социокультурном пространстве. В частности, хотелось бы отметить киберугрозы, недостаточное развитие Интернет-инфраструктуры, дефицит компетентных и квалифицированных кадровых ресурсов.

Библиографический список:

1. Василенко, В. Технологические уклады в контексте стремления экономических систем к идеальности // Соціально-економічні проблеми і держава : журнал. — Тернополь, 2013. — Т. 8, № 1. — С. 65—72. — ISSN 2223-3822.
2. Андрухова, О.В. Влияние цифровизации экономики на устойчивое развитие нефтяной отрасли России / О.В. Андрухова, С.В. Разманова // Проблемы устойчивого развития: отраслевой и региональный аспект : Материалы международной научно-практической конференции, Тюмень, 16–17 мая 2019 года / Отв. ред. О.В. Ямова. – Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2019. – С. 28-31.
3. Измерение и оценка результатов и эффектов цифровой трансформации топливно-энергетического комплекса [Электронный ресурс] Режим доступа <https://in.minenergo.gov.ru/upload/iblock/29a/29a0484ea0e4bd272252a486a80f2c32.pdf>
4. Как не подсесть на «цифру» [Электронный ресурс] Режим доступа <http://www.ngv.ru/magazines/article/kak-ne-podsest-na-tsifru/>
5. Саматова, Т.Б. Бережливая нефтепереработка, как область развития бережливого производства / Т.Б. Саматова // Московский экономический журнал. – 2021. – № 7. – DOI 10.24411/2413-046X-2021-10400.

УДК 622.276.7 + 622.279.7

Operations performed in well workover and intervention

Григорьев Л.Ю., Жангабылов Р.А.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Well intervention is any operation carried out on a well with the objective to maintain its working condition and restore/enhance the productivity.

The well intervention is a complex of technical operations including dewaxing, inhibition, cabling, workover, and well servicing.

1. Dewaxing

Dewaxing is an act of removing wax deposits built up on the internal walls of the production equipment. The problem of wax buildups consists in the reduction of the cross-sectional area, thus decreasing the flow rate. In order to deal with wax deposits, it is necessary to apply dewaxing methods to production wells regularly.

There are three categories of dewaxing methods:

- a. mechanical methods including the use of wax knives to cut deposits off and the application of tubulars with smooth walls to reduce quantities of wax buildups;
- b. thermal methods involving hot oiling and steaming;
- c. chemical methods related to the inhibition.

A wax knife, also known as paraffin scraper, is a cleaning tool run into the tubing on slickline through a lubricator (figure 1). A lubricator is a high-pressure pipe fitted to the Christmas tree's top. This device is assembled of a steel long pipe that acts as a receiver chamber into which a scraper is put to be run, a guide roller to guide the slickline, a stuffing box to seal the top, a bleeding valve to depressure, a gauge to measure the pressure, and a flange to be fitted. In order to run a wax knife toward the targeted depth and then pull it out, a dewaxing unit is located near the well. This unit contains running-pulling equipment, including a motor to drive, a gear reducer to transmit rotational speed, a reel on which the slickline is wound, and a levelwind to guide the slickline on the reel equally. In addition to running-pulling equipment, the dewaxing unit includes an automated apparatus called «Cycle» that allows running the scraper remotely and controlling the process automatically, and the lubrication system. The frequency of pulling and running operations of wax knives is determined through the wax content in the crude oil and the degree of applied dewaxing methods.



Figure 1 – Christmas tree with a lubricator

Additionally, tubulars with smooth walls can also be used to dewax mechanically. Such pipes reduce an amount of wax accumulated on the internal walls, thus improving the dewaxing efficiency in association with runs of scrapers and inhibition.

The thermal way of dewaxing relates to hot oiling that consists in pumping oil, previously heated to the temperature of 120-130 °C, into the pipes of Christmas tree to melt wax buildups. In order to pump hot oil, a hot oiler (figure 2) is used. This movable unit is fabricated with a vessel to contain oil and the heating equipment to heat it up. In addition to hot oiling, wax on the pipes can also be melted through steaming. A steamer truck with a boiler for generating steam (figure 3) is applied to dewax through the steaming.



Figure 2 – Hot oiler



Figure 3 – Steamer truck

Chemical method of dewaxing is referred to as inhibition. A paraffin inhibitor is a chemical pumped into the tubing to form a protective film that provides the protection against paraffin deposition.

2. Inhibition

In addition to paraffin inhibitors, we also apply corrosion and scale inhibitors. The use of corrosion inhibitors allows preventing the corrosion of wellbore equipment, while scale inhibitors are used to avert scale deposition. With the objective to perform batch treatment, i.e. the pumping of inhibitors periodically in necessary quantity, the production engineers design the pumping schedule.

The pumping of a corrosion inhibitor can be carried out either through the annulus or into the tubing. If pumping through the annulus, the method is called standard batch. When the inhibitor has been introduced into the annulus and then displaced to the bottomhole, it is circulated upward the production tubing covering its walls with a protective film. If the inhibitor is pumped into the tubing, the technique is called tubing displacement. In this technique, the well needs to be shut in for 2-15 hours so that the chemical could flow downward, and then they put the well back on production. The tubing displacement is used for packer-completed and gas-lift-completed wells.

3. Cabling

In order to inspect the wellbore condition and assess the performance of wells and reservoir, it is necessary to carry out production logging periodically that consists in lowering a production logging tool string into the borehole. Coiled tubing and wireline are connected to the string with the aim to provide an entry into the borehole and data acquisition, respectively.

The PLT string (figure 4) may be assembled of:

- a. acoustic devices to accentuate damaged areas in the casing and cement;
- b. gamma-ray logging devices to correlate the depths;
- c. manometers to measure pressures in various intervals;
- d. flowmeters to measure rates of flow in various intervals;
- e. capacitance meters to determine the water holdup.

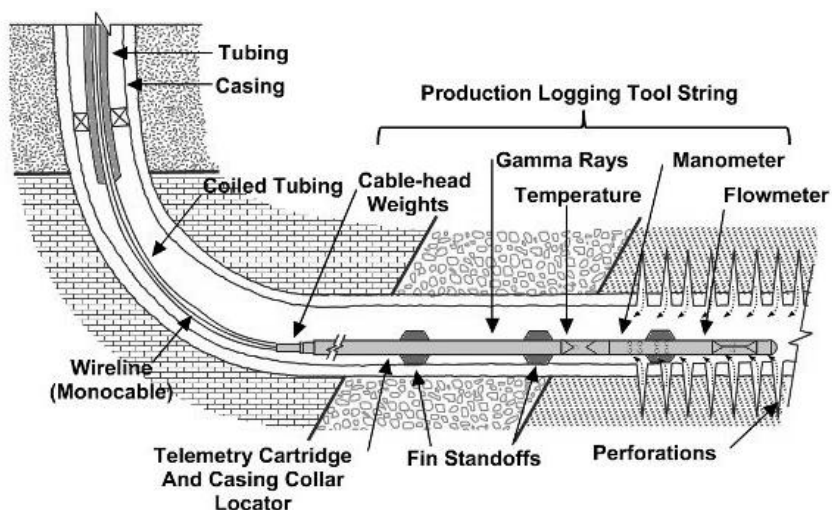


Figure 4 – Work string for production logging schematic

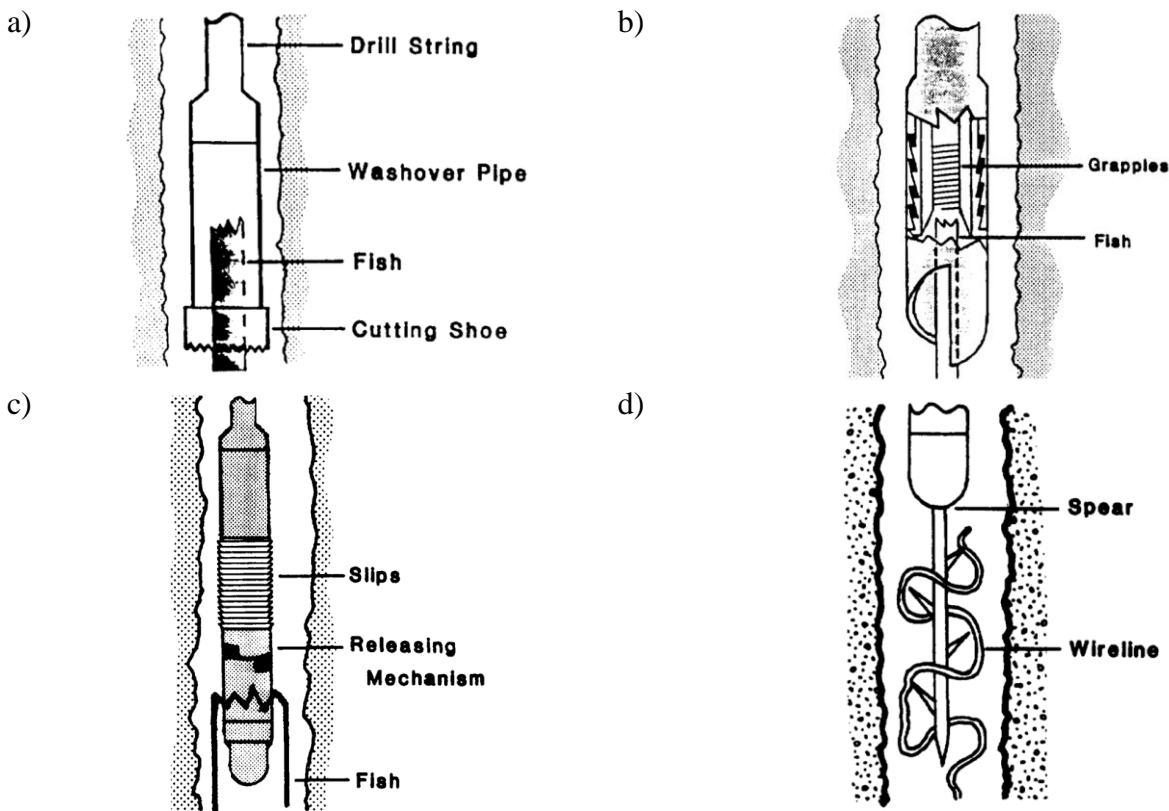
The use of coiled tubing during production logging relates to cabling operations because this tubing with a wireline integrated inside is opportune instead of a conventional wireline when logging a directional or horizontal well. In addition to production logging, the cabling involves other types of well logging, for example electrical logging, radioactivity logging, directional survey, caliper logging, etc., especially when the well is sidetracked and the engineers have to evaluate formations and borehole condition.

Cabling includes wireline and slickline operations. Wireline operations are related to well logging, as described before. A wireline is capable of transmitting data from the measuring downhole tool to the surface acquisition unit, for example logging truck. Slicklines, opposed to wirelines, cannot conduct data, therefore, it is used for cleaning and drifting, fishing, and running of downhole equipment.

Cleaning operations are aimed at removing deposits of wax from the tubing internal walls. A paraffin scraper is attached to the slickline through a swivel. In order to weight the tool and lower it toward the targeted depths against the contained pressure, a bar is screwed on the scraper bottom.

Drifting is carried out to discover the location of paraffin or scale plugs in the tubing. We can lower a drift, also known as rabbit, into the tubing only to find out where there are plugs, or we can also use gauge cutters that are capable of drifting the inside diameter of the tubing and cut buildups off the internal walls, simultaneously.

Fishing operations are accomplished on wells by running on slickline to remove either fragments of downhole equipment (known as junk), or a downhole tool itself. Washover pipes (figure 5, a), overshots (figure 5, b) and pipe spears (figure 5, c) are run into the wellbore to pull out a tubular twisted off. If a part of wireline or slickline has been cut off while lowering, a cable spear (figure 5, d) is introduced into the wellbore to fish it.



a)– washover pipe; b) – overshoot; c) – pipe spear; d) – wireline spear

Figure 5 – Types of fishing tools

4. Workover

Workover is oriented toward the performance of the completion replacement and the treatment operations. The completion replacement refers to the retrieval of downhole equipment, such as tubing and casing strings, downhole pumps, retrievable packers, etc., that may have been damaged and worn down because of aggressive wellbore conditions.

If there is any accident during production that does not allow the wellbore to carry fluids up anymore, it is necessary to sidetrack and recomplete the well. A sidetrack is a secondary wellbore drilled away from the original one with the aim to bypass the unusable wellbore section and subsequently produce hydrocarbons from the reservoir. In this case, the workover is pointed at recompletion, i.e. running and cementing the casing, installing the tubing string, stimulating the near-wellbore area, and positioning pump, packer and valves, if the three latter are needed.

Before workover, the well must be killed. A well kill is a procedure oriented to the design of kill mud and the selection of way to pump this fluid into the wellbore. The necessity of well kill consists in the exertion of the hydrostatic pressure higher than the reservoir pressure so as the fluids from the reservoir could not flow into the wellbore during workover and provoke a blowout. With the objective to seal the wellhead and to shut in the well in case of a blowout during workover, the crew nipples up a BOP before workover.

A workover rig (figure 6) is a mobile self-propelled rig equipped with special running-pulling equipment and driving system. Such an installation allows the crew to skid it from one well to another and is opportune for assembling-dismantling jobs, work-string introduction, and running-pulling operations of wellbore pipes.

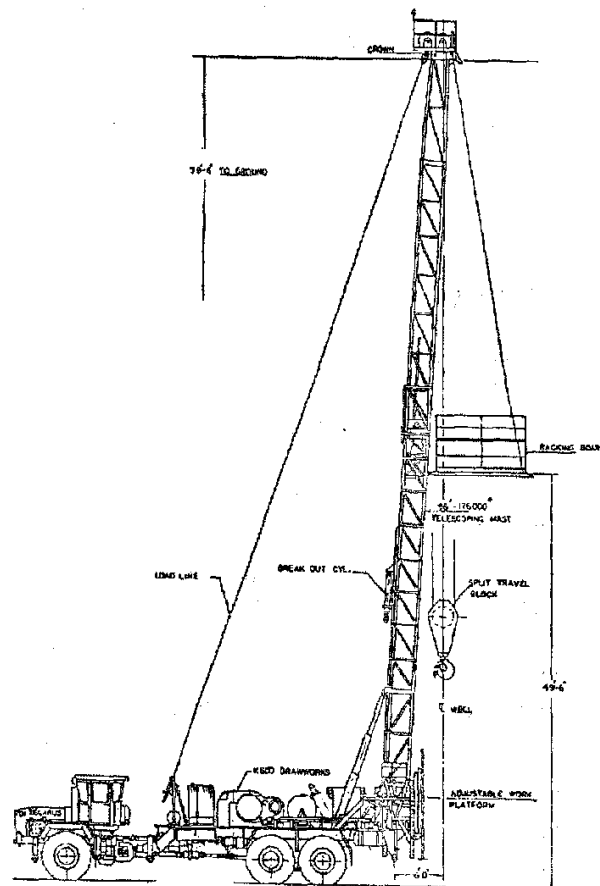


Figure 5 – Workover rig schematic

In addition to equipment replacement and well recompletion, the well can also require the restoration of the near-wellbore area that could be damaged due to skin effect. The skin factor shows how the current value of the near-wellbore-area's permeability has worsened in comparison with the natural permeability. Due to the skin effect, the flow from the reservoir to the bottomhole is reduced, thus causing the well flow rate to be dropped. To enhance the permeability, acid stimulation and hydraulic fracturing are applied. The acid stimulation, or acid treatment, consists in introducing an acid into the near-wellbore area to create new pores, or enlarge existing ones, and clean the perforations. The hydraulic fracturing (figure 6), or fracking, is performed on low-permeability wells to create highly conductive fractures in the reservoir through the injection of a fracturing fluid with proppant at a high pressure.

5. Well servicing

Well servicing is a maintenance procedure carried out on a well to maintain its productivity. As a rule, well servicing includes the application of slicklines and coiled tubing, as well as the snubbing.

Slickline operations relate to lowering cleaning, sampling and running-pulling tools into the well.

Cleaning is carried out through lowering scrapers to remove wax and scale buildups from the internal walls of tubulars, like casing and tubing.

Sampling is a procedure of taking a wellbore-fluid sample through running a device, called thief, into the well. The necessity of sampling is to obtain information for hydrodynamic and geological modeling of reservoir systems.

A running-pulling tool is a device run into the wellbore on slickline to lower or retrieve downhole equipment, for example, downhole safety valves, circulating valve, gas lift valves, landing nipples, pressure- and flow-control equipment, etc.

Coiled tubing (figure 6), also known as endless tubing and reeled tubing, is a long, continuous length of pipe that is wound on a reel. The advantage of coiled tubing use is a possibility of running as a single string, i.e. without making pipes together, and entering deviated wells. In well servicing, coiled tubing is used to pump chemicals to the bottomhole and provide the taking of measurements.



Figure 6 – Coiled tubing

Snubbing is a procedure carried out on a well to run pipes through the existing tubing or retrieve the existing completions before sidetracking, while the wellbore pressure is contained, i.e. when the well is not killed, or in other words the well is live. Snubbing is also known as hydraulic workover.

One of the most important terms in the snubbing terminology is stripping. Stripping a pipe is putting or retrieving a pipe against the wellbore pressure. A BOP is nipped up before snubbing to seal the wellhead and prevent a blowout. There is a stripper on the top that acts as a stuffing box. To guarantee reliable sealing, the BOP is made of ram BOPs and annular BOPs. A ram BOP has pipe rams that close around the pipe, or blind rams that close the well completely, when the pipe is snubbed. An annular BOP closes around the pipe by means of a rubber doughnut.

If the pipe is put into the wellbore against contained pressure, the mechanism of stripping is:

- a. putting the pipe through the stripper and then shutting the lower rams to seal off against the wellbore pressure;
- b. bleeding off the space between the upper and lower rams;
- c. opening the upper rams and then lowering the pipe through these rams;
- d. when the pipe is between the rams, the upper rams are shut;
- e. the procedure is repeated until the crew will run all pipes.

A snubbing unit (figure 7) is assembled of four modules:

- a. BOP used to provide hydraulic control while snubbing;
- b. forcing-gripping mechanism, including travelling slips used to displace the pipe and stationary slips used to hold the pipe when the travelling slips move;
- c. hydraulic jack to force the pipe into and out of the wellbore;
- d. work basket to provide a space where the crew conducts jobs.

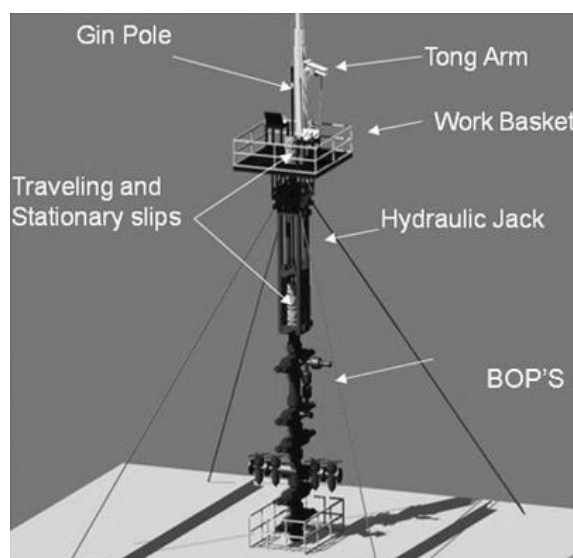


Figure 7 – Snubbing unit

References:

1. Белоусов В. С. Нефтяная промышленность : Учебное пособие для переводчиков / В. С. Белоусов. – Архангельск: The FLT Ltd, 2000. – 281 с.: ил.
2. Snubbing // Wikipedia. – Режим доступа: <https://en.wikipedia.org/wiki/Snubbing>. – Заглавие с экрана. – (Дата обращения: 13.01.2021).
3. How Snubbing Unit Work? // Rigzone.com. – Режим доступа: https://www.rigzone.com/training/insight.asp?insight_id=348. – Заглавие с экрана. – (Дата обращения: 13.11.2021).
4. R. Hodgson. Snubbing Units: A Viable Alternative to Conventional Drilling Rig and Coiled Tubing Technology // OnePetro. – Режим доступа: <https://onepetro.org/SPEOE/proceedings-abstract/95OE/All-95OE/SPE-30408-MS/57516>. – Заглавие с экрана. – (Дата обращения: 13.11.2021).
5. Schlumberger Oilfield Glossary. – Режим доступа: <https://glossary.oilfield.slb.com/en/>. – Заглавие с экрана. – (Дата обращения: 13.11.2021).
6. What You Need to Know About Production Logging // PetroSkills – Режим доступа: https://www.petroskills.com/blog/entry/00_totm/june-18-sub-what-you-need-to-know-about-production-logging#.YY_DnGBBzIV. – Заглавие с экрана. – (Дата обращения: 13.11.2021).
7. Workovers // AAPG Wiki. – Режим доступа: <https://wiki.aapg.org/Workovers>. – Заглавие с экрана. – (Дата обращения: 13.01.2021).

УДК 622.323.023.43:553.982.2

High viscosity oil fields around the world

Люосев В.В., Борисова О.В.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

A characteristic feature of the modern stage of oil fields development is the change in oil reserves structure towards the increase in the share of hard-to-recover oil due to quality deterioration, increase of produced oil water cut, unfavorable for extraction geological and physical characteristics and oil occurrence conditions.

The recovery rates, oil recovery factors, economic efficiency of hard-to-recover oil reservoirs are substantially lower than those for reservoirs with normal oil.

Most of the hard-to-recover reserves are confined to low-permeability reservoirs - 71%.

Reserves of high-viscosity oils amount to 17%, in extensive sub-gas zones of oil and gas deposits - 12%.

The most important component of the raw material base of the oil industry not only in Russia, but also in other oil-producing countries of the world are the reserves of high-viscosity heavy oils and natural bitumens. In the industrially developed countries they are considered not so much as a reserve of oil production but as the main basis of its development in the nearest years. At present in a number of countries high-viscosity oils and bitumens are used as an alternative to conventional oil and gas.

According to the most widely used classification in world practice heavy oils are hydrocarbon liquids with density 920-1000 kg/m³ and viscosity from 10 to 100 mPa·s and natural bitumens are low-fluid or semi-solid mixtures of mainly hydrocarbon composition with density more than 1000 kg/m³ and viscosity higher than 10000 mPa·s. The intermediate group between bitumens and heavy oils is formed by the so-called extra heavy oils with viscosity from 100 to 10000 mPa·s and density of about or slightly above 1000 kg/m³. Many authors unite heavy and superheavy oils under the general name - heavy or high viscous oils.

Viscosity under reservoir conditions for heavy oil fields varies from relatively low values (20 mPa·s) to viscosity values close to those of natural bitumen (9000 mPa·s). At the same time, most fields have viscosities in the range of 1000 mPa·s.

Generally, reservoirs of heavy oil fields are characterized by rather high capacitive properties. The porosity values can range from 20 to 45%. At the same time, reservoirs are characterized by partitioning and considerable heterogeneity of filtration properties (permeability may vary from hundredths to several units of microns²).

Heavy oil reservoirs occur in all depth ranges from 300 meters to depths above 1,500 meters. At the same time, the share of high viscosity oil reserves at depths greater than 1,500 meters is only 5% of total reserves. The most significant deposits in terms of reserves are located in the depth range of 1000-1500 meters. Very often, high-viscosity oil fields are a complex multilayer system in which different oil-bearing layers have not only different capacitive and filtration properties but also different properties of the reservoir fluid.

Natural bitumens genetically represent in different degree degassed, lost light fractions, viscous, semi-solid natural derivatives of oil (malts, asphalts, asphaltites). In addition to the high content of asphaltene-resinous components (from 25 to 75 % wt.), high density, abnormal viscosity, which determine specific features of production, transportation and processing, natural bitumens differ from low-viscous oils by high sulfur content and metals, especially vanadium pentoxide V₂O₅ and nickel (Ni) in concentrations comparable with content of metals in commercial ore deposits in Russia and CIS countries (V₂O₅ to 7800 g/t) and abroad (V₂O₅ to 3500 g/t). Natural bitumens of the Volga-Ural oil and gas province deposits are most enriched with the specified components. So, in bitumens (malta-high-solids) the sulfur content reaches 7,2 % of weight, and V₂O₅ and Ni - accordingly 2000 g/t and 100 g/t. In asphaltites of the Orenburg region the sulfur concentration exceeds 6-8 % wt. and V₂O₅ and Ni are 6500 g/t and 640 g/t accordingly. Thus, deposits of natural bitumens should be considered not only as a source of monomineral raw materials for reception only oil and products of its processing, but first of all from a position of polycomponent raw materials.

According to different estimates the reserves of high-viscosity oils make from 790 billion tons to 1 trillion tons, which is 5-6 times more than the remaining recoverable reserves of low and medium-viscosity oils, which make about 162 billion tons.

Distribution of heavy oils by regions of the world shows that more than 80% of the world's heavy oil reserves are located in Eastern Europe, Central Asia and North Asia.

Geological reserves of high-viscosity oil and bitumens in Russia range from 6 to 75 billion tons, but their application requires the use of special expensive technologies. Due to their high viscosity they are difficult to pump, they flow poorly in the well and even with large reserves it is difficult to extract large flow rates. High-viscosity oils are cheaper on the market and belong to the category of low-grade oils; so far there is no particular chase for them to make large profits, so few Russian companies are ready to invest large amounts of money in field development and refining of high-viscosity oils.

Unfortunately, production of natural bitumen and high-viscosity oils is still unprofitable. Like any new promising production, development of resources and organization of heavy oil processing requires substantial support at the initial stage.

Urgent measures are needed to stimulate development of high-viscosity oil fields. Speaking about stimulation of this direction, it is necessary, in my opinion, to note that it exists, but not to the extent that would allow such an important vector of the oil industry as commercial development of heavy oil reserves, including, of course, also creation of appropriate infrastructure for collection, transportation and processing of this type of hydrocarbons to be opened in full.

Regarding the geography of high-viscosity oil and natural bitumen reserves, it should be noted that the basins with these hydrocarbons are mainly distributed in the European territory of Russia: Volga-Ural, Dnieper-Pripyat, Pre-Caspian and Timan-Pechora. The exception is the Yenisei-Anabar basin with high-viscosity oil, which is located in Eastern Siberia. The territory of these basins contains a large number of deposits of hard-to-recover raw materials. Of these, the most well-known, studied and developed fields can be distinguished, such as: Usinskoye and Yaregskoye (Komi Republic), Gremikhinskoye, Mishkinskoye, Listvinskoye (Udmurtia), Yuzhno-Karskoye, Zybza-Glubokoy Yar, Severo-Krymskoye (Krasnodar Territory), Ashalchinskoye and Mordovo-Karmalskoye (Tatarstan).

The above fields are used as targets for pilot development of high-viscosity oil and natural bitumens.

The main deposits of natural bitumens are located on the outer sides of the Mesozoic-Cenozoic marginal troughs, adjacent to the shields and vaults of ancient platforms (Canadian, Guiana shield, Oleneksky vault). Deposits can be strata, veins, stockworks. Strata deposits (up to 60 m) often cover many thousands of square kilometers (Athabasca, Canada).

The vein and stockwork deposits are formed on the ways of vertical migration of hydrocarbons along the tectonic fractures, regional fracture zones. The largest vein bodies in Turkey (Harbol, Avgamasya) reach a length of 3.5 km with a thickness of 20-80 m and are traced to a depth of 500 m. Cover deposits are formed due to the poured oil. So-called asphalt lakes are known (Okha Lake on Sakhalin, Pich Lake on Trinidad Island, Guanoco in Venezuela).

In Russia, the main prospects for finding natural bitumen are associated with rocks of Permian deposits of the central areas of the Volga-Ural bituminous oil and gas province, i.e., just in the area where conventional oil reserves are most depleted compared with other oil-producing regions of Russia. Almost 36% of Russia's bitumen reserves are located in Tatarstan, which is the leading country by this indicator. Most of the accumulations of bitumen in Permian deposits of Tatarstan is confined to beds occurring at depths of 50 to 400 m and covering almost the entire section of the Permian system. Bitumens are heavy (density 962.6-1081 kg/m³), highly viscous (up to tens and hundreds of thousands mPa·s), highly resinous (19.4- 48.0%) and sulfurous (1.7-8.0%). The bituminous part of Permian deposits is a complexly built-up sequence of carbonate and terrigenous reservoirs, forming natural reservoirs with a wide range of reservoir properties. Other regions of natural bitumen concentration are represented by the territories of the Samara, Oren-burg regions, Northern Sakhalin, Northern Caucasus, Komi Republic and some regions of Siberia.

In 2002, extra-heavy oil production from bituminous sands was 15 million tonnes, and in the not-too-distant future, the amount of oil recoverable from bituminous sands will exceed 50% of Canadian production.

In addition to Canada's bituminous sands, of interest is Venezuela's "extra heavy" oil (Orinoco oil).

According to Petroleos de Venezuela (PdVSA) geologists' estimates, potential reserves of such oil amount to 190 billion tons and recoverable reserves - 42-43 billion tons.

According to the Department of Information of the US Department of Energy, by the end of 2000 the reserves of extra-heavy oil were estimated at 585.4 billion tons, including Canada - 222.4; Venezuela - 163.7; Russia - 184.2; Kazakhstan - 10.9; USA - 5.5; Madagascar - 5.9.

However, bituminous oils in Canada (32.7 billion tons) and heavy oils "Orinoco" in Venezuela (15.5 billion tons) are still considered suitable for development with acceptable economic indicators. World production of heavy and extra-heavy oils in 2000 was 37.5 mln tons.

The second country in terms of heavy and bituminous oil reserves is Venezuela, whose reserves are estimated at 177.9 billion tons and are concentrated in the bituminous Orinoco Belt.

Mexico, Russia, Kuwait and China also have significant reserves.

In Norway high-viscosity oil is produced in a number of large fields, such as the Grain field, located on the North Sea shelf, which is among the major oil fields in the Norwegian sector in terms of recoverable oil reserves (105 million tons).

There are 184 oil fields with heavy and bituminous oil, fully or partially located in the sea, of which 15 are giant ones. Most of them are located in Venezuela and Mexico. The 71 giant fields with heavy and bituminous oil contain about 82% of the world's oil reserves.

The largest are 3 fields: Urgan (Kuwait) - 13 bln tons; Bolivar Coastal (Venezuela) - 8.3 bln tons; Bosquez - 5.6 bln tons.

High-viscosity oil basins are widespread throughout Eurasia and northern Africa - 25 oil and gas basins (OGBs) in total, which is about 1/6 of the total number of basins worldwide.

More than 90% of high-viscosity oil is located in the FSU and is concentrated in three countries (Table 5.2):

- Russia (6.2 bln t, or 84.4% of CIS reserves);
- Kazakhstan (726 million tonnes, or 9.8%);
- Azerbaijan (389 million tonnes, or 5.3%).

In total, these countries contained 7.4 billion tons of high-viscosity oil of commercial categories or 99.5% of reserves in all CIS countries.

The largest high-viscosity oil fields in the FSU are (in millions of tons): in Kazakhstan - Kara-Zhanbas - 230; in Northern Buzachi - 195; in Kenkiyak - 72; in Azerbaijan: Balakhany-Sabunchi-Roman - 114 million tons.

References:

1. Высоковязкие нефти и природные нефти / Н.Ю. Башкирцева // Вестник Казанского технологического университета. – 2014. – №19. – с.296-299. Текст: непосредственный.
2. Тяжёлые нефти, газовые гидраты и другие перспективные источники углеводородного сырья : учебно-методическое пособие / А.А. Щепалов. - Нижний Новгород : Нижегородский госуниверситет. – 2012. – 93 с.

УДК 622.276.652

The evolution of SAGD technology /

Эволюция технологии гравитационного дренажа с помощью пара

Паламарчук В.И., Жангабылов Р.А.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

The petroleum industry has a decreasing hydrocarbon reserves that can be extracted using the traditional method. But there are a lot of unconventional reserves and it requires using special technologies for extraction high-viscosity oil. These technologies can solve problem of increasing oil prices due to depletion that may arise in the future. Nowadays it is also actual problem especial for the countries which have large reserves of heavy crude oil and small reserves of conventional oil. SAGD (Steam-assisted gravity drainage) is one of the methods which used for heavy crude oil producing. It is based on reducing oil viscosity via heating the reservoir. So, the oil becomes possible to produce. In this way, SAGD should be considered as a technology that predetermines the evolution of the oil and gas industry in the context of the conventional hydrocarbon reserves depletion.

SAGD is an effective method for the production of high-viscosity oils and bitumen, which consists of two horizontal parallel wells located one above the other, where the upper well is injector and the lower one is producing.

With constant steam injection into the upper well, a steam chamber is formed (Fig. 1). The temperature inside the steam chamber becomes practically equal to the temperature of the injected steam. At the boundary of the steam chamber, steam interacts with cold oil and condenses, and heat is transferred to the oil. Heated oil and condensed steam along the walls of the steam chamber flow down to the producing well located below due to gravitational segregation [1].

SAGD is an enhanced oil recovery technology for producing heavy crude oil. For the first time, the classic version of the SAGD technology was tested at an underground testing facility (UTF) at Fort McMurray in the province of Alberta in 1987. 3 pairs of horizontal wells were drilled from an underground mine working. In each pair of horizontal wells, the lower well was located 1-2 meters

above the bottom of the formation, and the upper well was located 5 meters above the production well [2]. The results of the pilot work showed the success of the SAGD process for the extraction of bitumen from oil sands.

Subsequently, a number of projects for the development of oil sands using the SAGD technology were launched in Canada [2]:

1996 – EnCana startup of Senlac, Saskatchewan SAGD pilot.

1997 – EnCana initiates Foster Creek SAGD Pilot project.

1998 – ConocoPhillips’s Surmont pilot project started (two pairs of horizontal SAGD wells). A third pair added in 2000.

1999 – Japan Canada Oilsands (JACOS) begins SAGD demonstration project at Hangingstone.

2001 – EnCana full commercial operation at Foster Creek and Cristina Lake SAGD pilot started up.

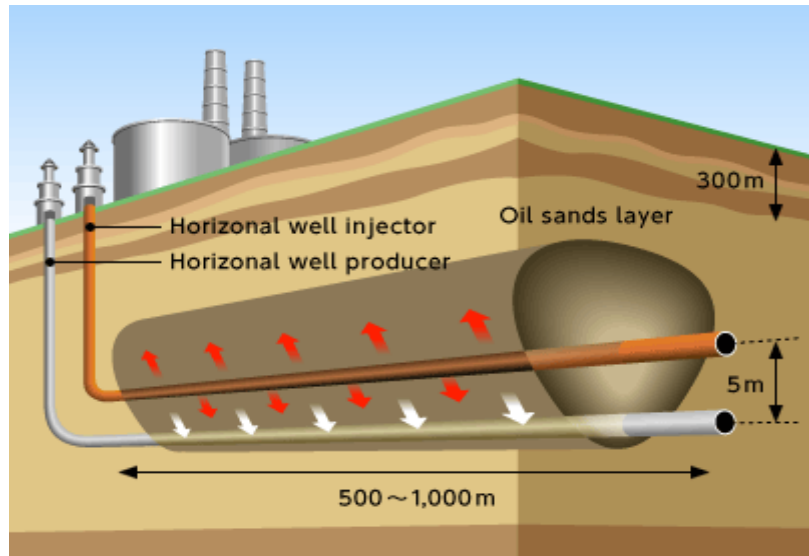


Figure 1 - Schematic illustration of the SAGD

After the commercial efficiency of this technology was proved, the expansion of the geography of SAGD projects around the world also began.

In Venezuela, another largest country in terms of heavy hydrocarbon reserves, the first SAGD pilot project was launched in December 1997 [3].

Pilot work was carried out at the Tia Juana field. The parameters of the test area were as follows: oil viscosity 10,000-45,000 mPa·s, reservoir depth is about 300 m, porosity is 38%, permeability is 1-2 mkm². 2 pairs of horizontal wells were drilled with a distance between pairs of 231 m [3].

In 2006, in the Republic of Tatarstan, pilot work began on testing a new modified version of the SAGD technology with a bi-wellhead design (Fig. 2). Three pairs of bi-wellhead horizontal wells were drilled with horizontal bore lengths from 200 to 400 m, with a vertical distance of 5 m between the wells [4].

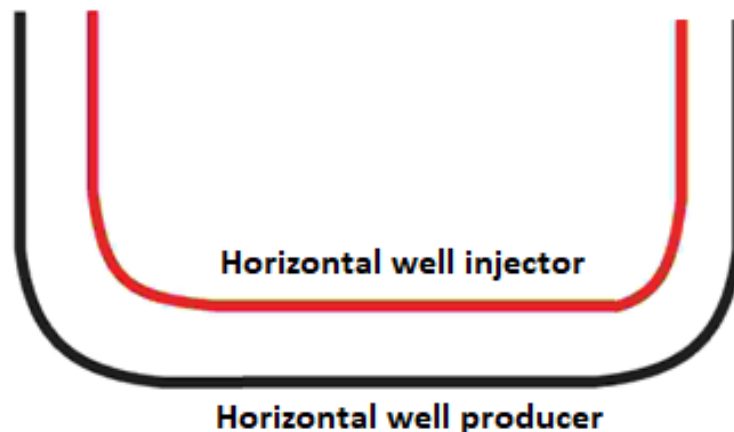


Figure 2 - Schematic illustration of the Bi-wellhead SAGD

In the period from 2005 to 2011, experimental work was carried out to test the technology of sagd at the Yarega field. For experimental work, a site was selected, which was named OPU-3. In this area, 3 pairs of horizontal wells were drilled with a length of 250-300 m, with a distance between the pairs of 70 m, and between the injection and production wells 5 m [5].

During the first experimental work, it was found that the main part of the injected steam leaves the site along old underground wells and fractures, which prevents the formation of a steam chamber. For this reason, the steam-oil ratio significantly exceeds the permissible value [5].

Analysis of the first results obtained indicates the need for significant changes in both the steam injection technology and the product selection technology. It was decided to carry out a pilot development using the SAGD technology of the Lyael area, which does not have mining facilities.

In the period 2010-2011, 5 pairs of horizontal wells with an average length of horizontal wells of 1000 m were drilled in the OPU-5 section of the Lyael area. The distance between the rows of wells is 70 m, and between the production and injection wells from 5 to 9 m. Wells were drilled from opposite sites towards each other. This technology is called "Counter-well steam-assisted gravity drainage" (Fig. 3). The section was put into operation in 2012 [6].

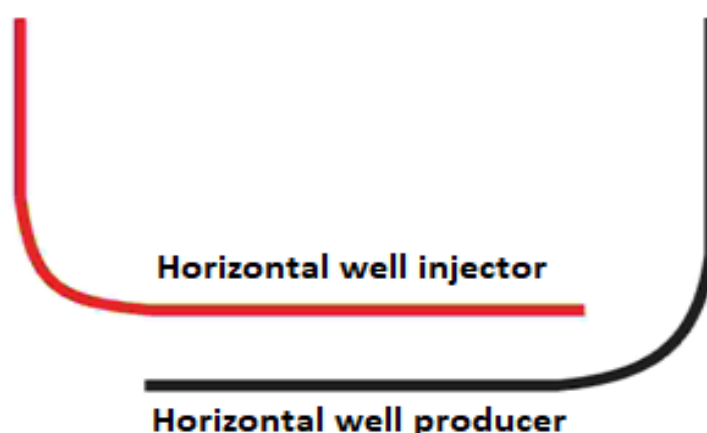


Figure 3 - Schematic illustration of the Counter-well SAGD

Based on the results of this study, the following conclusions can be drawn:

Prospects for the development of the oil industry in the 21st century are associated with using technologies that can help to produce heavy crude oil.

The method of steam-assisted gravity drainage is characterized by a good oil recovery factor, high rates of oil recovery.

Various modifications of the SAGD technology are considered, which were tested by conducting field experimental work.

References:

1. Butler, R.M. Thermal Recovery of Oil and Bitumen, vol. 7. Prentice Hall, New Jersey USA, pp. 285-358, 1991.
2. "Steam Assisted Gravity Drainage (SAGD): A Unique Alberta Success Story with Implications for Future Investment in Energy Innovation", Institute for Sustainable Energy, Environment and Economy (ISEEE) Paper 20 - Alberta Energy Futures Working Paper. 2006.
3. Mendoza, Humberto A., Finol, Jose J., and Roger M. Butler. "SAGD, Pilot Test in Venezuela." Paper presented at the Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Caracas, Venezuela, April 1999.
4. Ibatullin, Ravil R., Khisamov, Rais, and Nail Gabelbarievich Ibragimov. "A Novel Technology Of Formation Stimulation Involves Bi-Wellhead Horizontal Wells." Paper presented at the SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference, Manama, Bahrain, March 2009.
5. Рузин Л.М., Чупров И.Ф. Технологические принципы разработки залежей аномально вязких нефтей и битумов. Ухта: УГТУ, 2007. 244 с.
6. Рузин Л. М., Морозюк О.А. Разработка залежей высоковязких нефтей и битумов с применением тепловых методов. 2-е изд., перераб. и доп. Ухта : УГТУ, 2015. 166 с.

СЕКЦИЯ 5. ЭКОНОМИКА, УПРАВЛЕНИЕ И ЦИФРОВИЗАЦИЯ

УДК 622.323:338.4

Оценка эффективности использования производственных ресурсов в ПАО НК «Роснефть» с применением интегральной методики оценки

Баженова М.Г.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Компания Роснефть основана в 1993 г., сегодня это лидер российской нефтяной отрасли. Запасы компании составляют более 4,1 млрд. тонн нефти. [1, с.92] Полное название организации: публичное акционерное общество «Нефтяная компания «Роснефть»». Краткое наименование: ПАО «Роснефть». Юридический адрес ПАО «Роснефть»: Российская Федерация, 115035, Москва, Софийская набережная, 26/1. Органы управления ПАО «Роснефть»: - общее собрание акционеров - высший орган управления ПАО «Роснефть». [6]

Показатели экономической деятельности ПАО «Роснефть» за 2018-2020 гг. представлены в таблице 1.

Таблица 1– Основные экономические показатели деятельности ПАО «НК Роснефть», млрд. руб.

Показатель	2018 г.	2019 г.	2020 г.	Абсолютное отклонение		Темп роста, %	
				2019 г. к 2018 г.	2020 г. к 2019 г.	2019 г. к 2018 г.	2020 г. к 2019 г.
Собственный капитал	2026,47	2261,77	2224,61	235,30	-37,16	111,61	98,36
Основные средства	1269,21	1325,68	1402,93	56,47	77,25	104,45	105,83
Оборотные активы	4582,37	4820,98	6077,54	238,60	1256,56	105,21	126,06
Текущие обязательства	2333,15	2699,90	2525,81	366,75	-174,09	115,72	93,55
Краткосрочные кредиты и займы	817,94	946,07	787,35	128,13	-158,72	115,66	83,22
Выручка	6968,25	6827,53	4835,09	-140,72	-1995,44	97,98	70,82

Из таблицы видно, что собственный капитал ПАО НК «Роснефть» в рассматриваемом периоде изменялся разнонаправлено. В 2019 году по сравнению с 2018 годом наблюдается рост на 235,30 млрд.руб. или на 11,61%, что свидетельствует о повышении устойчивости организации, росте ее независимости от внешних источников.

В 2020 году собственные средства ПАО «Роснефть» составили 2 224, 61 млрд.руб., что на 37,16 млрд.руб. или на 1,64% меньше, чем в 2019 году. Снижение собственных средств в 2020 году свидетельствует о росте зависимости компании от внешних источников.

Снижение текущих обязательств и краткосрочных кредитов ПАО НК «Роснефть» является положительным фактором в деятельности организации и свидетельствует о росте финансовой устойчивости ПАО «Роснефть».

Основные средства ПАО «Роснефть» в рассматриваемом периоде увеличивались, что свидетельствует о расширении производственных мощностей организации. [2]. Также в 2018-2020 гг. наблюдается рост оборотных активов компании, что свидетельствует о росте ресурсного потенциала компании ПАО «Роснефть».

В 2019 г. по сравнению с 2018 г. выручка компании снизилась на 140,72 млрд.руб. или на 2,02%, в 2020 г. наблюдается снижение на 1 995, 44 тыс.руб. или на 29,23%, что является показателем снижения эффективности деятельности организации ввиду снижения продаж [5, с.25].

В целом, анализ деятельности организации за 2018-2020 гг. показал, что компания эффективно управляет своими финансовыми ресурсами, однако в динамике наблюдается снижение финансовых результатов деятельности, что обусловлено внешнеэкономическими факторами, снижением объема продаж.

Результаты расчета показателей оценки эффективности использования производственных ресурсов ПАО «Роснефть» представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Анализ показателей оценки эффективности использования производственных ресурсов в ПАО «Роснефть» в 2018-2020 гг.

Показатель	2018 г.	2019 г.	2020 г.	Абсолютное отклонение		Темп роста, %	
				2019 г. к 2018 г.	2020 г. к 2019 г.	2019 г. к 2018 г.	2020 г. к 2019 г.
Зарплатоемкость, руб./руб.	0,007	0,006	0,01	-0,001	0,004	85,71	166,67
Среднегодовая выработка 1 работника, руб.	1190,4	1200,32	1230,08	9,92	29,76	100,83	102,48
Рентабельность персонала, %	994,56	903,53	317,64	-91,03	-585,89	90,85	35,16
Трудоемкость, руб./чел.	0,282	0,293	0,41	0,011	0,117	103,90	139,93
Материалоемкость, руб./руб.	0,74	0,74	0,75	0	0,01	100,00	101,35
Фондоемкость, руб./руб.	0,18	0,19	0,28	0,01	0,09	105,56	147,37
Ресурсоотдача, руб./руб.	1,3	1,3	1,27	0	-0,03	100,00	97,69
Коэффициент экстенсивного использования ресурсов, ед.	0,85	0,85	0,85	0	0	100,00	100,00
Коэффициент интенсивного использования ресурсов, ед.	0,77	0,7	0,47	-0,07	-0,23	90,91	67,14
Коэффициент инновационности, ед.	0,005	0,005	0,009	0	0,004	100,00	180,00
Коэффициент инновационности продукции (КИН), ед.	0,005	0,005	0,008	0	0,003	100,00	160,00
Коэффициент результативности внедрения (освоения) инноваций (РВН), ед.	0,969	0,934	0,867	-0,035	-0,067	96,39	92,83
Уровень механизации и автоматизации производства (КАВТ), ед.	0,571	0,537	0,516	-0,034	-0,021	94,05	96,09

Зарплатоемкость продукции ПАО НК «Роснефть» в рассматриваемом периоде изменялась разнонаправлено. На 1 рубль затрат в заработную плату в 2018 году приходится 0,007 руб. выручки, в 2019 году – 0,006 руб. выручки, в 2020 году – 0,001 руб. выручки.

Рост зарплатоемкости в 2020 году является отрицательной тенденцией [4] и свидетельствует о снижении эффективности производственной деятельности.

Средняя выработка одного работника в 2019 году увеличилась на 9,92 руб., в 2020 году - на 29,76 руб., что является положительным фактором. Персонал организации является низкорентабельным, что свидетельствует о неэффективной политике управления персоналом.

Также отрицательной тенденцией в работе организации является рост трудоемкости. В целом, можно отметить, что управление трудовыми ресурсами компании недостаточно эффективно и не обеспечивает достижение высоких производственных показателей.

Коэффициент инновационности [3] продукции ПАО НК «Роснефть» находится на достаточно низком уровне, также наблюдается низкий уровень коэффициента механизации и автоматизации, что обусловлено снижением доли затрат в данные направления.

В целом, можно отметить, что в ПАО НК «Роснефть» имеются проблемы с материальными ресурсами, а также с уровнем внедрения инноваций для компании данного уровня. Составим матрицу оценок экспертов.

Данные представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Матрица экспертной оценки, балл

Показатель	эксперт 1	эксперт 2	эксперт 3	сумма	весовой коэффициент
2018 г.					
Зарплатоемкость, руб./руб.	5	1	4	10	0,0787
Среднегодовая выработка 1 работника, руб.	3	4	5	12	0,0945
Рентабельность персонала, %	2	1	5	8	0,0630
Трудоёмкость, руб./чел.	2	5	4	11	0,0866
Материалоемкость, руб./руб.	1	3	2	6	0,0472
Фондоемкость, руб./руб.	5	4	4	13	0,1024
Ресурсоотдача, руб./руб.	2	1	1	4	0,0315
Коэффициент экстенсивного использования ресурсов, ед.	4	5	2	11	0,0866
Коэффициент интенсивного использования ресурсов, ед.	3	3	3	9	0,0709
Коэффициент инновационности, ед.	2	1	5	8	0,0630
Коэффициент инновационности продукции (КИН), ед.	4	3	3	10	0,0787
Коэффициент результативности внедрения (освоения) инноваций (РВН), ед.	4	4	5	13	0,1024
Уровень механизации и автоматизации производства (КАВТ), ед.	5	5	2	12	0,0945
Итого				127	
2019 г.					
Зарплатоемкость, руб./руб.	5	1	4	10	0,0787
Среднегодовая выработка 1 работника, руб.	3	4	5	12	0,0945
Рентабельность персонала, %	2	5	5	12	0,0945
Трудоёмкость, руб./чел.	2	3	2	7	0,0551
Материалоемкость, руб./руб.	1	3	2	6	0,0472
Фондоемкость, руб./руб.	5	3	1	9	0,0709
Ресурсоотдача, руб./руб.	2	1	5	8	0,0630
Коэффициент экстенсивного использования ресурсов, ед.	4	5	2	11	0,0866
Коэффициент интенсивного использования ресурсов, ед.	3	3	3	9	0,0709
Коэффициент инновационности, ед.	2	1	4	7	0,0551
Коэффициент инновационности продукции (КИН), ед.	4	2	3	9	0,0709
Коэффициент результативности внедрения (освоения) инноваций (РВН), ед.	4	4	5	13	0,1024
Уровень механизации и автоматизации производства (КАВТ), ед.	1	5	2	8	0,0630
Итого				121	
2020 г.					
Зарплатоемкость, руб./руб.	2	1	3	6	0,0472
Среднегодовая выработка 1 работника, руб.	3	1	2	6	0,0472
Рентабельность персонала, %	3	4	2	9	0,0709

Показатель	эксперт 1	эксперт 2	эксперт 3	сумма	весовой коэффициент
Трудоемкость, руб./чел.	2	5	4	11	0,0866
Материалоемкость, руб./руб.	1	3	2	6	0,0472
Фондоемкость, руб./руб.	2	2	1	5	0,0394
Ресурсоотдача, руб./руб.	2	5	1	8	0,0630
Коэффициент экстенсивного использования ресурсов, ед.	4	5	2	11	0,0866
Коэффициент интенсивного использования ресурсов, ед.	3	3	3	9	0,0709
Коэффициент инновационности, ед.	5	5	5	15	0,1181
Коэффициент инновационности продукции (КИН), ед.	5	3	5	13	0,1024
Коэффициент результативности внедрения (освоения) инноваций (РВН), ед.	3	4	5	12	0,0945
Уровень механизации и автоматизации производства (КАВТ), ед.	4	4	5	13	0,1024
Итого				124	

После расчета весовых коэффициентов необходимо нормализовать выборку представленных показателей. Для этого воспользуемся методом минимакса. Нормализация производится по формуле (2):

$$y(x_i) = \frac{x - x_{min}}{x_{max} - x_{min}} \quad (2)$$

где $y(x_i)$ – нормализованное значение показателя
 x – текущее значение показателя

x_{max}, x_{min} – максимальное и минимальное значение показателя в диапазоне от минимального до максимального значения выборки.

Для определения максимального и минимального значения выборочной совокупности необходимо рассмотреть показатели, в разрезе трех компаний (ПАО НК «Роснефть», АО «Тюменьнефтегаз», ООО Новатэк), действующих в одной отрасли. Далее весовой коэффициент каждой строки перемножается с каждым нормализованным показателем эффективности.

Следующим этапом является расчет интегрального показателя

Расчет интегрального показателя эффективности осуществляется по формуле (3):

$$E = \sum(y(x_i)) \times \omega_i \quad (3)$$

где $y(x_i)$ – нормализованное значение показателя
 ω_i – весовой коэффициент

Результаты проведенного анализа для ПАО НК «Роснефть» за 2018-2020 гг. представлены в таблице 4.

Затем произведем оценку интегрального показателя по шкале Харингтона, представленной в таблице 5.

Таблица 5 - Шкала оценки эффективности использования ресурсов

Значение	Характеристика
От 0,81 до 1,0	Очень высокая эффективность использования ресурсов
От 0,63 до 0,8	Высокая эффективность использования ресурсов
От 0,37 до 0,62	Средняя эффективность использования ресурсов
От 0,2 до 0,36	Низкая эффективность использования ресурсов
От 0 до 0,19	Очень низкая эффективность использования ресурсов

Таблица 4 – Расчет интегрального показателя эффективности использования производственных ресурсов

Показатель	y(xi) – нормализованное значение показателя			Вес показателя ωi			y(xi)* ωi		
	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.
Зарплатоемкость, ед.	0,000	0,000	0,000	0,0787	0,0787	0,0472	0,0000	0,0000	0,0000
Среднегодовая выработка 1 работника, ед.	0,695	0,330	0,280	0,0945	0,0945	0,0472	0,0657	0,0312	0,0132
Рентабельность персонала, ед.	1,000	0,944	0,288	0,0630	0,0945	0,0709	0,0630	0,0892	0,0204
Трудоемкость, ед.	0,289	0,294	0,396	0,0866	0,0551	0,0866	0,0250	0,0162	0,0343
Материалоемкость, ед.	1,000	1,000	0,857	0,0472	0,0472	0,0472	0,0472	0,0472	0,0405
Фондоемкость, ед.	0,000	0,000	0,025	0,1024	0,0709	0,0394	0,0000	0,0000	0,0010
Ресурсоотдача, ед.	0,200	0,000	0,357	0,0315	0,0630	0,0630	0,0063	0,0000	0,0225
Коэффициент экстенсивного использования ресурсов, ед.	1,000	0,000	1,000	0,0866	0,0866	0,0866	0,0866	0,0000	0,0866
Коэффициент интенсивного использования ресурсов, ед.	1,000	0,923	0,688	0,0709	0,0709	0,0709	0,0709	0,0654	0,0487
Коэффициент инновационности, ед.	0,100	0,032	0,076	0,0630	0,0551	0,1181	0,0063	0,0018	0,0090
Коэффициент инновационности продукции (КИН), ед.	0,000	0,000	0,100	0,0787	0,0709	0,1024	0,0000	0,0000	0,0102
Коэффициент результативности внедрения (освоения) инноваций (РВИ), ед.	1,000	1,000	0,987	0,1024	0,1024	0,0945	0,1024	0,1024	0,0932
Уровень механизации и автоматизации производства (КАВТ), ед.	0,798	0,842	0,453	0,0945	0,0630	0,1024	0,0754	0,0531	0,0464
Итоговый интегральный показатель, ед.							0,5488	0,4064	0,4262

Такой порядок оценки эффективности позволит оценить и сопоставить значение в динамике, сравнить эффективность использования ресурсов. В соответствии со шкалой эффективности в ПАО НК «Роснефть» наблюдается средняя эффективность использования производственных ресурсов. Также по результатам расчета видно, что в 2019 году по сравнению с 2018 годом наблюдается снижение интегрального показателя, что свидетельствует о снижении эффективности использования ресурсов. В 2020 году наблюдается рост интегрального показателя до 0,4262 ед.

В целом, можно отметить, что ПАО НК «Роснефть» требуется внедрение инновационных технологий, что позволит повысить эффективность использования производственных ресурсов и положительно скажется на деятельности предприятия.

Библиографический список:

1. Бирюкова, В.В. Устойчивость развития нефтяных компаний России [Текст]/ В.В. Бирюкова // Вестник Сибирской государственной автомобильно-дорожной академии. 2016. № 3. - С. 92
2. Годовой отчет ПАО НК «Роснефть» URL: https://www.rosneft.ru/Investors/statements_and_presentations/Statements/ (дата обращения: 25.03.2021)
3. Жигаев Г.В. Ресурсное обеспечение инновационной деятельности предприятия. URL: <http://uecs.ru/uecs41-412012/item/1339-2012-05-12-> (дата обращения: 25.03.2021)
4. Ильинский, А.А.. Экономика и организация производства в нефтегазовой отрасли [Электронный ресурс]: учебное пособие / А.А. Ильинский, Д.М. Меткин; Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого. — Электрон. текстовые дан. (1 файл : 1,38 Мб). — Санкт-Петербург: Изд-во Политехн. ун-та, 2017. — Загл. с титул. экрана. — Электронная копия печатной публикации 2017 г. — URL:<http://elib.spbstu.ru/dl/2/i17-442.pdf>.
5. Чернышева Г.Н. Факторы эффективного управления производственными ресурсами предприятия // Организатор производства. 2014. №2 (61). URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/factory-effektivnogo-upravleniya-proizvodstvennymi-resursami-predpriyatiya> (дата обращения: 25.03.2021).
6. Официальный сайт ПАО НК «Роснефть» URL: <https://www.rosneft.ru/> (дата обращения: 25.03.2021)

УДК 004.415

Оптимизация обработки больших данных в геологических расчетах

Базарова А.М., Рочев К.В.

Ухтинский государственный технический университет, Ухта

Для исследования и изучения физических процессов и явлений, происходящих в поверхностных слоях и недрах Земли, а также на ее поверхности и околоземном пространстве, используют разнообразные геофизические методы и методики, которые предполагают проведение различных расчетов и вычислений. Такие исследования организуются различными способами: это может быть систематический анализ в форме непрерывного мониторинга или режимных геологических наблюдений, или же проводятся периодические изучения отдельных регионов или площадей. Каждое из таких направлений дает важную первичную информацию для дальнейшего изучения разнообразных процессов. Эта информация собирается преимущественно автоматически, способом создания и пополнения различных баз данных. Полученные данные соответственно кодируются и передаются в режиме практически реального времени в соответствующие организации для обработки и хранения. Такими организациями являются, например, геофизическая служба РАН, National Earthquake Information Center (NEIC), Broadband Seismic Data Collection Center (ANZA), European-Mediterranean Seismological Centre (EMSC) и других.

Особенностью накапливаемых и передаваемых данных является то, что их сбор длится уже достаточно долго, причем измерения значений геофизических параметров осуществляются постоянно и через короткие промежутки времени, например, через каждые 5 минут, в течение

часа, суток, месяца, года и так далее [1]. Очевидно, что в результате такая специфика аккумулирования геофизической информации способствовала появлению в области геологических исследований такого понятия как «большие данные» (Big Data). И сегодня перед аналитическими центрами стоят следующие задачи:

- хранить и управлять информацией размером в петабайтах;
- обрабатывать информацию из реляционных, многомерных баз данных, баз данных XML и NoSQL, структурированных и слабоструктурированных текстовых файлов, баз геоданных, медиафайлов, видеофайлов и т.п.;
- анализировать разнотипную информацию, используя как консолидированный, так и федеративный подход для ее получения.

Бесспорно, решение этих задач работы с большими данными требует специальных методов, математического, программного и компьютерного обеспечения, которые жестко ориентированы на конкретные системы инструментальных наблюдений, вычислительную технику, программное и финансовое обеспечение [2]. Таким образом, сегодня методы машинного обучения вместе с достижениями в области вычислительной мощности стали играть жизненно важную роль в обработке и анализе больших данных.

В тоже время необходимо отметить, что единого, согласованного подхода к обработке больших данных в настоящее время не существует. Поэтому учитывая специфику геологических расчетов, актуальная научно-практическая задача на данный момент заключается в разработке методологического базиса, основанного на комплексном использовании различных технологий, методов и моделей для синтеза, интеллектуализации, повышения эффективности обработки и анализа больших данных в геофизических исследованиях, что и обуславливает выбор темы данной статьи.

Проведенный анализ литературных источников свидетельствует, что многие сайты, организации мирового уровня и глобального масштаба давно работают, анализируют и представляют результаты геофизических наблюдений в реальности: Международная сеть геомагнитных обсерваторий INTERMAGNET, Национальные центры экологической информации (NCEI, г. Ашвилл) Северная Каролина, США), Международный консорциум сейсмологических институтов (IRIS, США), Геологическая служба США (United States Geological Survey USGS). Они используют различные асинхронные и параллельные решения, которые упрощают работу с «большими данными».

Разработке методик и программных средств для передачи данных или извлечения информационных гранул из больших данных (коллекции объектов, обычно формируемых для атрибутов с числовыми данными, которые расположены рядом из-за их сходства, функциональной или физической смежности) посвятили свои труды Thi Thi Zin, Jerry Chun-Wei Lin, Ivan Marin, Ankit Shukla, Денисов В.В., Журавлева В.В., Маничева А.С., Козлов Д.Ю.

Над разработкой и усовершенствованием методов машинного обучения, способов визуализации данных, которые позволяют обработать и графически представить результаты анализа данных больших объемов (миллионы кортежей) трудились Аль-Раммахи А.А.Х., Громов Ю.Ю., Shui Qing Ye, Juyong Song.

В работах Alejandro Maté и Lucentia Research Group обосновано использование многомерной модели для представления больших данных и построения их отображения в реляционной модели.

Однако, несмотря на имеющиеся наработки и уже весьма ощутимые достижения в области анализа и обработки больших данных, исследователи сталкиваются с рядом проблемных вопросов, которые еще не решены. В частности, можно отметить, что дальнейшего развития требуют подходы, позволяющие преодолеть сложности получения значимой информации из структурированных и неструктурированных данных. Нерешенной остается задача построения отображения между моделями данных из разных источников. Особого внимания требует разработка методов и алгоритмов анализа и обработки больших данных на основе глубоких нейронных сетей.

Таким образом, с учетом вышеизложенного, цель статьи заключается в рассмотрении методов и подходов к оптимизации обработки больших данных в геологических расчетах.

Рассматривая особенности обработки больших данных при геологических расчетах, прежде всего, по мнению автора, необходимо формализовать их особенности, которые должны предопределять выбор конкретной методики. Итак, при проведении инженерно-геологических, физико-геологических и прочих расчетов в данной предметной области используется следующего рода информация:

- большой набор сущностей: территории, места, организации, даты, природные ресурсы (реки, леса, озера), рекреационный фонд (исторические памятники, санатории), законодательные акты и отчеты;
- базы данных различных спецификаций: документы для интеллектуального анализа данных, онтологические термины, словари данных, позволяющие связать некоторые объекты.

С учетом вышеизложенного, считаем, что наиболее оптимальным решением для оптимизации обработки больших данных в геологических расчетах будет построение специализированной компьютерной системы распределенной интеллектуальной обработки информации (СКСРИО), основу которой будет составлять ядерная нечеткая кластеризация потоков данных на основе ансамбля нейронных сетей.

СКСРИО позволит решать трудоемкие и плохо формализуемые задачи анализа больших данных, получаемых в ходе геологических наблюдений, с экстренным реагированием на критическое изменение состояния изучаемого объекта в распределенной среде. СКСРИО будет базироваться на использовании ряда технологий: технологии мобильной связи, сбора, передачи и представления информации; веб-технологии; технологии параллельных и распределенных вычислений; нейросетевые технологии; агенто-ориентированные технологии и облачные вычисления (см. рис. 1).

Реализация на практике, подхода, представленного на рис. 1, позволит обеспечить в процессе геологических расчетов эффективный доступ к сервисно-ориентированным вычислительным средам, предоставляющим сервисы наибольшему числу пользователей с использованием разнообразных датчиков и мобильных устройств. На этой основе может быть создана мультиагентная система оперативного реагирования (МАС ОР) на критическое изменение состояния исследуемого объекта.

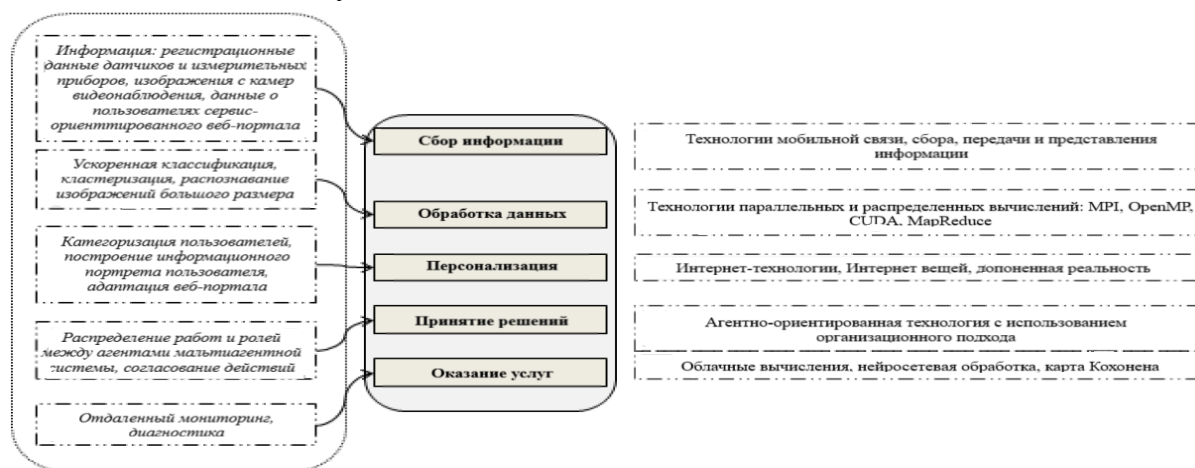


Рисунок 1 - Технологии построения СКСРИО для обработки больших данных

Для организации распределенных вычислительных сред особо значимой проблемой является размещение в них проблемно-ориентированных программных комплексов, обеспечение удаленного высокоуровневого доступа предметных пользователей к этим комплексам и управление ими в процессе вычислений [3].

В связи с этим автором предлагается обобщенная модель организации проблемно-ориентированных вычислений (рис. 2), которая выражается как преобразование входных значений Q в исходные величины Y :

$$C \subset Q \times Y$$

$Y, (Y \subset Y)$ - множество формализованных свойств.

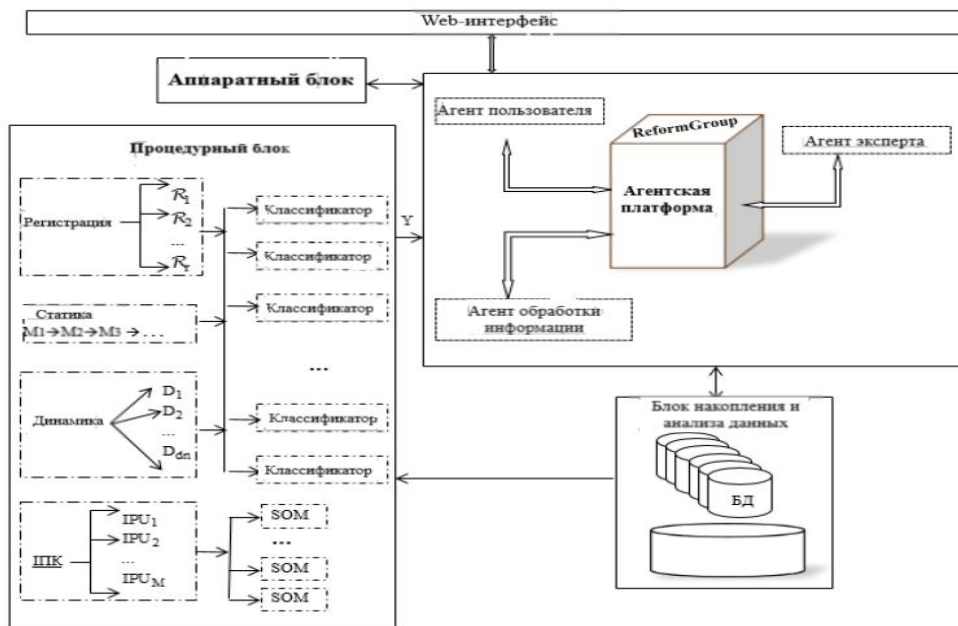


Рисунок 2 - Обобщенная модель организации проблемно-ориентированных вычислений

Учитывая вышеизложенное пространство $\Sigma = X \times Y$ включает в себя $C \subset Q \times Y$, из этого можно сделать вывод, что есть такое подмножество Q , ($Q \subset X$), которые составляют основу для модели W , ($W \subset \Sigma$).

Для исходной переменной Y формализуется спектр задач. Решение этого спектра принадлежит определенному множеству $D_{\Sigma} = \{D_H, D_P, D_{MAS}\}$ тут $D_H = \{D_{Hr}, D_{Hst}, D_{Hdn}\}$, где $D_{Hr} = \{\mathcal{R}_1, \mathcal{R}_2, \dots, \mathcal{R}_r\}$ – задача обработки регистрационной информации и показателей датчиков, $D_{Hst} = \{M_1, M_2, \dots, M_{st}\}$ – задача обработки геологических фотографий и отслеживание динамики их изменений, $D_{Hdn} = \{D_1, D_2, \dots, D_{dn}\}$ – задача обработки разного рода данных в различной динамике и движении (горизонтально, вертикально, по диагонали, вглубь, вширь и т.д.); $D_P = \{D_{JSM}, D_{behavior}, D_{SOM}\}$, где D_{JSM} – задача порождения гипотез о наличии или отсутствии определенных свойств у наблюдаемого геологического явления $U(i)$, $D_{behavior}$ – задача анализа поведения наблюдаемого объекта, D_{SOM} – задача кластеризации признаков с помощью сети Кохонена; $D_{MAS} = \{D_{job}, D_{act}, D_{coord}\}$, где D_{job} – задачи согласования действий между агентами, D_{act} – задача распределения объемов работ между агентами, D_{coord} – задача координации групповых действий агентов.

Отображение $T: Q_D \rightarrow Y_D$ позволяет для каждого $Q_D(i)$ найти такое $Y_j \in Y_D$ ($j = \overline{1, Z}$, Z – количество классов), которое является решением задачи D_H .

Очевидно, что описать всю обобщенную модель организации проблемно-ориентированных вычислений в рамках одной статьи не представляется возможным, поэтому рассмотрим более детально кластеризацию массивов, поступающих данных с помощью архитектура ансамбля ядерных кластеров нейронных сетей.

Выходная информация, подлежащая кластеризации, подается на нулевой (входной) слой системы в виде последовательности $x(1), x(2), \dots, x(k), \dots, x(N), \dots$, откуда поступает на первый скрытый слой (RL) радиально-базисных функций, образованный R -нейронами [4]. Именно в этом слое происходит повышение размерности входного пространства с помощью системы ядерных функций $\varphi_1(x), \varphi_2(x), \dots, \varphi_l(x), \dots, \varphi_h(x)$, в качестве которых используются либо традиционные гауссианы, либо другие ядерные функции, например,

$$\varphi_l(x) = \left(1 + \frac{\|x - c_l\|^2}{\gamma_\phi}\right)^{-1} = \frac{\gamma_\phi}{\gamma_\phi + \|x - c_l\|^2}$$

где c_l - ($n \times 1$) - вектор, задающий «центр» радиальнобазисной функции $\varphi_l(x)$;

γ_ϕ - скалярный параметр, определяющий область рецепторного поля – «ширину» этой функции.

Таким образом, при поступлении на вход системы векторного сигнала $x(k) = (x_1(k), \dots, x_n(k))^T \in R^n$, на выходе первого скрытого слоя RL формируется векторный сигнал $\varphi(x(k)) = (\varphi_1(x(k)), \dots, \varphi_l(x(k)), \dots, \varphi_j(x(k)), \dots, \varphi_h(x(k)))^T \in R^h, h > n$.

На рис. 3 приведена архитектура ансамбля ядерных кластеров нейронных сетей, содержащая пять слоев обработки информации.

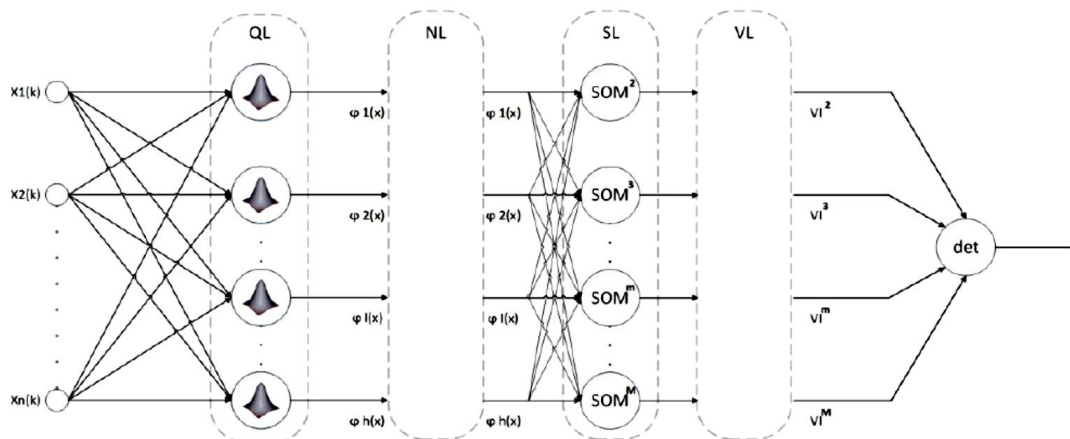


Рисунок 3 - Архитектура ансамбля ядерных кластеров нейронных сетей

Второй скрытый слой NL реализует элементарную операцию нормализации сигнала $\varphi(x(k))$ вида $\tilde{\varphi}(x(k)) = \frac{\varphi(x(k))}{\|\varphi(x(k))\|}$, необходимую для эффективной работы третьего скрытого слоя SL , образованного $(M-1)$ самоорганизующимися картами Кохонена SOM^m , каждая из которых работает в предположении, что в обрабатываемой выборке m классов.

Качество кластеризации, обеспечиваемое каждой SOM^m , оценивается с помощью того или иного индекса валидации в четвертом скрытом слое VL , где вычисляются соответствующие индексы $VI^2, VI^3, \dots, VI^m, \dots, VI^M$ для каждого из возможных $m = 2, 3, \dots, M$.

И, наконец, в исходном слое, содержащем единый узел - детектор оптимума, определяется конкретная SOM^{m^*} , обеспечивающая наилучшее качество кластеризации, при этом считается, что в анализируемом массиве данных содержится m^* кластеров.

Подводя итоги проведенного исследования, можно сделать следующие выводы.

Для оптимизации обработки больших данных в геологических расчетах в статье предложен методологический подход, который предполагает построение сервис-ориентированной среды, содержащей в частности составляющие, которые способны учитывать разнородность данных большого объема, средства преодоления проблем интеграции существующих и разработанных программных модулей в единый комплекс, а также позволяют оперативно реагировать на происходящие изменения в реальном времени.

Основу данного подхода составляет нейросетевой метод решения задачи кластеризации потоков данных, которые в online режиме поступают на обработку, в предположении, что заранее неизвестно количество кластеров и их форма. В основе подхода лежит идея ядерной кластеризации и ансамбля нейронных сетей, элементами которого являются самоорганизующиеся карты Т. Кохонена.

Библиографический список:

1. Liu, Pengcheng Geological Disaster Early Warning Model Based on Big Data // Journal of physics. Conference series. 2021. Volume 1852: Issue 2.
2. Кузнецова Д.Д. Анализ проблем использования технологии больших данных // Промышленные АСУ и контроллеры. 2020. № 5. С. 36-41.
3. Classification, (big) data analysis and statistical learning / Francesco Mola, Claudio Conversano, Maurizio Vichi, editors. Cham, Switzerland: Springer, 2018. 242 p.
4. Belcastro, Loris Programming models and systems for Big Data analysis // International journal of parallel, emergent and distributed systems. 2019. Volume 34: Number 6; pp 632-652.

Опыт цифрового геологического картирования гор Кулджуктау при региональном изучении недр на поиски месторождений полезных ископаемых

Баратов А.Х., Жамолов А.Т., Хабибуллаев С.С.

Государственный комитет по геологии и минеральным ресурсам, г. Ташкент

Умаров Ш.А.

Институт геологии и разведки нефтяных и газовых месторождений, г. Ташкент

Горы Кулджуктау в географическом отношении находятся в южной стороне гор Ауминзатау. Обе горы имеют глубинные геологические строения, на глубине представлены переслаиванием нескольких отложений разного периода формирования.

Данные территории выбраны в качестве геологических объектов с целью анализа и разработки цифровой картографической основы в рамках проводимых комплексных исследований. При построении тектонической модели Кулджуктау-Ауминзатауского комплекса и всех прилегающих территорий необходимо обратить внимание на различные подходы и взгляды создания геодинамических моделей строения и развития, как континентальных, так и океанических платформ.

Выбор территории для проведения работ по комплексному анализу имеющихся геоданных основан на созданной самой природой тектонического острова географическим видом и положением двух гор, который находится внутри тектонических разломов, как с северной, так и с южной части этого комплекса. Между двумя поднятиями существует прогиб, который в свою очередь вызван появлением разлома более молодого возраста.

Кроме того, горы Кулджуктау, её южная и юго-западная части погружаются наиболее круто, чем её юго-восточная и восточные части. С севера они граничат орогенным комплексом гор Ауминзатау. Проведенные ранее исследования и анализ показывают постепенное существенное поднятие всего комплекса в течении большого периода времени. Этот вопрос, в свою очередь, требует уточнения системы формирования и значения этого комплекса в горно-соорудительных процессах, происходящих по всей территории Центрально-Азиатского складчатого пояса (ЦАСП).

Согласно представлениям многих учёных Центрально-Азиатский складчатый пояс, как единая структура был сформирован к концу палеозоя за счет последовательного сближения и конечного столкновения Сибирского континента с Северо-Китайским, Таримским, Таджикским, Каракумским и Казахстано-Северо-Тянь-Шаньским древними массивами. В настоящее время установлено, что ЦАСП образовался на месте Палеоазиатского океана, который сформировался в позднем рифее в процессе распада суперконтинента Родиния и просуществовал до конца нижнего палеозоя. В последующем он трансформировался в Монголо-Охотский океанический бассейн. Палеоазиатский океан отделил Восточную Европу от Сибири, а Сибирь – от Тарима и Синокореи. Он простирался до Баренцева моря, где смыкался с Япетусом, и Карским морем, где соединялся с Палеопацификой, до современных Охотского и Японского морей, где происходило его другое соединение с Палеопацификой [1, 6, 7].

Для анализа и, в конечном итоге, выяснения наиболее сохранившего первичные изменения участка этих процессов была выбрана горная система, которая уходит под Амударьинскую синеклизу. Южным окончанием этой области можно определить Сурхандарьинскую мегасинклиналь, но западную часть нельзя определять горами Султан-Увайс. Так, как между горами Султан-Увайс и горными сооружениями Кызылкумского региона существует доказанный глубинный разлом, который послужил опорным элементом, удержавший весь комплекс от погружения в сторону Амударьинской синеклизы. Именно самой близкой к этой опорной системе оказались горы Кулджуктау и Ауминзатау.

Значительную роль в изучении этой глобальной структуры принадлежит Е.В.Склярову, его ученикам и коллегам [2]. За последние тридцать лет работами этого коллектива охвачены практически все фундаментальные проблемы, связанные с формированием всего ЦАСП:

- механизм образования и распада суперконтинента Родиния;

- зарождение и раскрытие Палеоазиатского океана и формирования на его месте ЦАСП.

Особенно интенсивно эта работа проводилась и проводится в последнее десятилетие в рамках фундаментальной проблемы целого направления «Геодинамическая эволюция литосферы Центрально-Азиатского подвижного пояса (ЦАПП)» (от океана к континенту)», которая успешно реализуется благодаря ежегодным научным совещаниям в Институте земной коры СО РАН под руководством члена-корреспондента РАН Е.В.Склярова.

Этой программой охвачены крупные проблемы:

1) ранние этапы становления и эволюции Центрально-Азиатского складчатого пояса (мезо- и неопротерозой);

2) магматизм, метаморфизм и деформации литосферы на стадии закрытия Палеоазиатского океана (палеозой – мезозой);

3) палеомагнетизм, геодинамика и пространственно-временные реконструкции Центрально-Азиатского пояса и его обрамления.

В продолжение этих научных мнений, заключений в рамках настоящего исследования авторы планировали получить ответы на вопросы:

- какие геологические аспекты, особенности и признаки могут свидетельствовать о проходивших изменениях в ЦАСП на территории Кызылкумского региона;

- обнаружение свидетельства на обнаженных и погруженных геологических системах комплексов горных пород периодических изменений ЦАПП;

- исследование на изучаемой территории региональных, локальных закономерностей по обнаружению сохранившихся и вновь сформированных нетрадиционных ловушек углеводородного сырья.

Для достижения поставленных целей авторами применены методика комплексного анализа геоданных без привязки к рудным, углеводородным или нерудным признакам изучаемых геологических комплексов. Именно с этой целью авторами исследования были проведены работы по созданию цифровых картографических материалов с помощью геологического информационно-коммуникативного-аналитического комплекса ГИС платформы ArcGIS. Проведенные исследования и анализ накопленного опыта показывают следующие первичные решения:

- геологическая обстановка должна быть обоснована на основе полного комплексного анализа геодинамических процессов, съёмочных работ и интерпретации материалов дистанционного зондирования земли (ДЗЗ);

- геологическая модель должна строиться вокруг геодинамической модели, а также должна учитывать ранее разработанные геодинамические основы с вновь обнаруженными новейшими данными (часто международные исследования меняют модели, а их соединение через конкретные горные сооружения показывают, насколько поверхностные силы могут сохранить унаследованные глубинные изменения пород);

- геодинамические модели и геологическую обстановку самых малых территорий надо строить от крупного к малому по размерам геодинамических единиц, так, как определения региональных, иногда и континентальных геодинамических единиц меняет понимание самой структуры как на обнаженных, так и на глубинных её позициях;

- необходимо прорабатывать весь объём имеющегося банка геоданных, не различая их по масштабности, что в свою очередь требует разработку полимасштабной геологической основы для дальнейшего построения модели образования того или иного вида полезного ископаемого [3, 4].

Возвращаясь к важности получаемых результатов на территории исследований, важно обратить внимание на аналитические заключения и важные геоданные по обоснованию позиции самой геодинамической единицы ЦАСП и признаки ЦАПП.

В настоящее время наиболее изученной является северная часть ЦАПС, именно непосредственно примыкающая к краевым структурам юга Сибирской платформы.

Этот регион включает в себя горные сооружения Алтая, Восточного и Западного Саяна, Восточной Тувы, Прибайкалья, Забайкалья и сопредельных районов Монголии. Данная территория всегда привлекала внимание исследователей, во-первых, как крупнейшая рудная провинция и, во-вторых, как интересный в геологическом отношении регион, на примере

которого развивались тектонические концепции, имеющие большое значение для науки («древнее темя Азии», «байкалиды», «салаириды», «байкальские каледониды», «аркогенез», «тектономагматическая активизация», «дива-структуры», «рифтогенез» и др.).

«Тектоническая карта Евразии», составленная большим коллективом геологов под руководством академика А.Л.Яншина [5] являлась отправной точкой по раздельному названию территориальных геодинамических единиц.

Целевая задача проводимого исследования, в конечном виде, должна представить научное обоснование глубинного строения Кызылкумского региона, Чарджоуской ступени, а также обосновать перспективы обнаружения на этих территориях нетрадиционных скоплений углеводородного сырья. Горы Кульджуктау являются отправной точкой для создания цифровой модели столь важной для республики горно-складчатого комплекса, а также всего ЦАСП.

Созданные тектонические основы, а также геологические картографические материалы требуют тщательного изучения, анализа, исследования важных признаков для обоснования глубинного строения, геодинамической модели территории [8, 10].

В настоящее время в результате исследований создана геологическая основа путем анализа космических снимков и материалов ДЗЗ (рисунок 1).

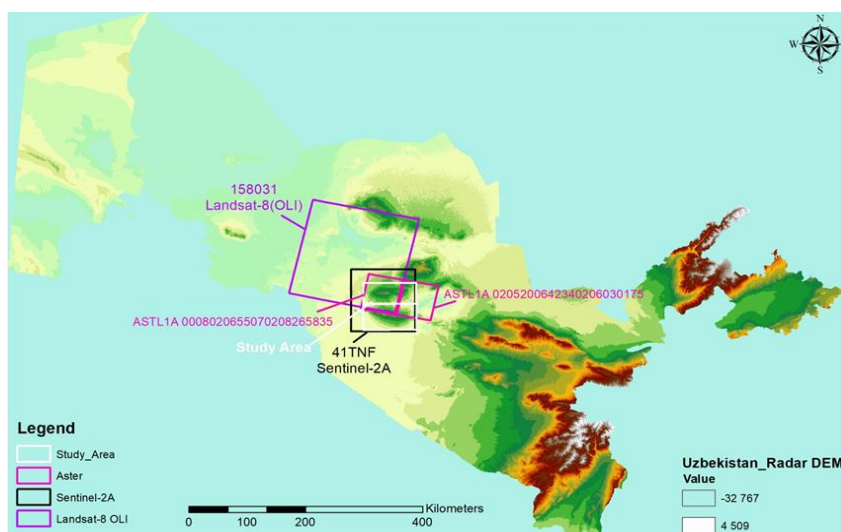


Рисунок 1 - Расположение и захват контура исследования гор Кульджуктау из разных спутников

Обработанные космогеологические данные и материалы ДЗЗ определяют:

- во-первых, унаследованные образы проходивших геодинамических процессов на обнажённых территориях;
- во-вторых, есть возможность обнаружения вторичных признаков погребённых участков геологических комплексов;
- в третьих, проследить структурно-геодинамические образы и кольцевые структуры для дальнейшего обоснования геодинамической модели изучаемой территории.

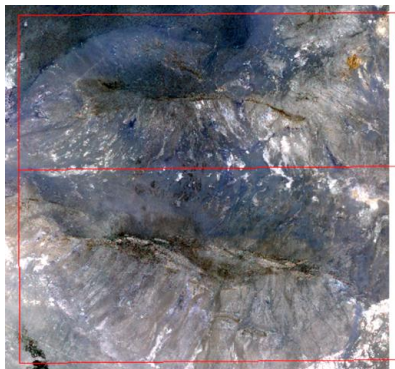


Рисунок 2 - Расположение контура исследований гор Кульджуктау и Ауминзатау из загруженных файлов космических снимков Sentinel-2A, собранные по каналам R=1, G=2, B=3

Многочисленность решений по космическим снимкам, интерпретации материалов ДЗЗ позволяет провести работу по многочисленным каналам полученных материалов (рисунок 2).

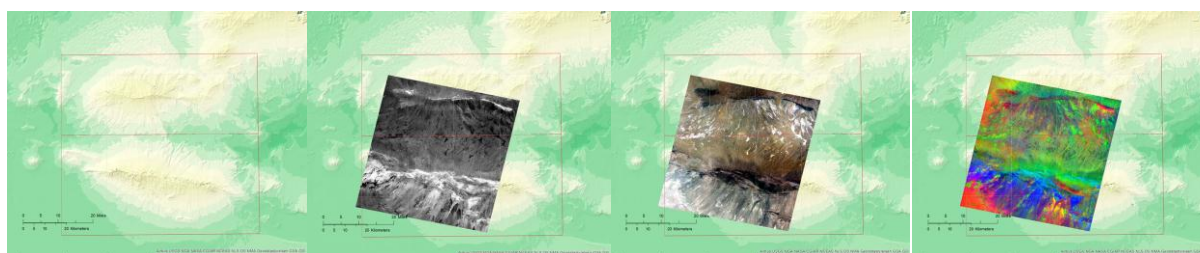


Рисунок 3 - Обработка космоснимков и материалов ДЗЗ на территории гор Кулджуктау

Одним из важнейших решений является обработка материалов с целью выделения флексурно-разрывных зон и зон повышенной тектонической трещиноватости, что в свою очередь позволяет реализовать исследования для выявления аномальных участков, связанные с проявлением зон энерговыведения, т.е. результаты дешифрирования содержат принципиально важные сведения о глубинном строении осадочного чехла и складчатого основания (рисунок 3).

Дальнейшая работа над материалами по получению цифровых геоданных исследуемой территории определяет приоритеты по обработке графических материалов совместно с полученными данными методики исследований.

Основная цель – провести аналитическую работу для определения геологических признаков для обнаружения глубинного строения горно-складчатого комплекса [9]. Именно с этой целью в работу привлечены данные по обработке материалов гор Ауминзатау (рисунок 4).

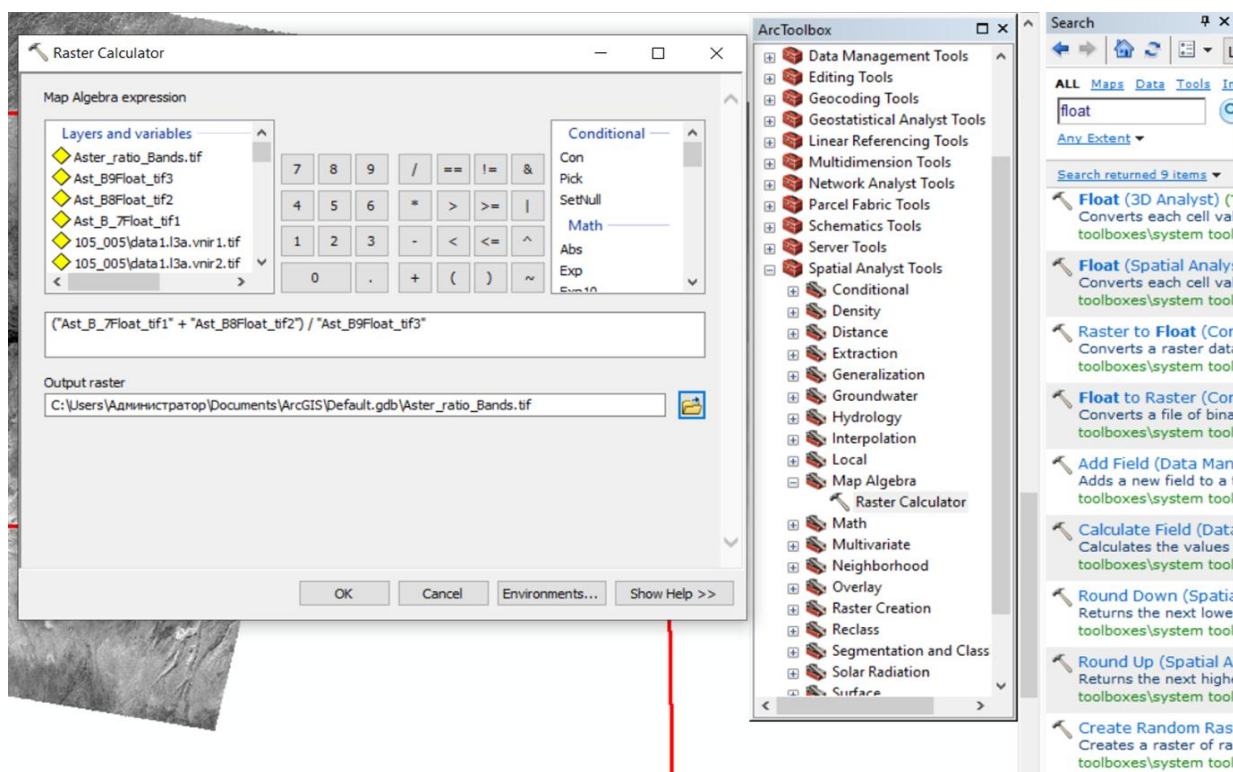


Рисунок 4 - Опциональная панель для работы над материалами ДЗЗ и их интерпретации

Опциональная панель для работы над материалами ДЗЗ и их интерпретации в дальнейшем позволяет совместить созданную геологическую модель, картографические основы геологического строения территории (применение соотношения каналов в модуле MapAlgebra - RasterCalculator).

Одним из основных при прогнозировании глубины геологических комплексов и глубинных строений горно-складчатых комплексов является гиперспектральный анализ гидротермальных значений, признаков и составляющих космогеологического материала (рисунок 5).

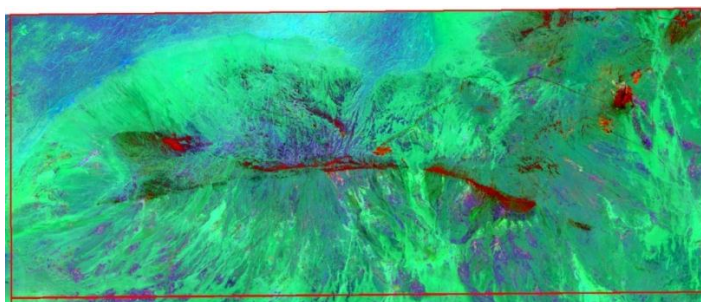


Рисунок 5 - Гидротермальная композиция космогеологического материала гор Ауминзатау

Выявление пространственной зоны, относительное содержание и ассоциации минералов Na, K, Al, Mg и Fe через спектральную обработку мультиспектральных космических снимков позволяют реконструировать минералогическое, химическое, а иногда и термическое расположение древних гидротермальных систем в поисках оптимальных объектов для бурения. Такие минералы не только являются прямым индикатором результата гидротермальных процессов, но также могут «обнаружить» более старые вмещающие породы, захваченные в процессе и вынесенные на поверхность. Специализированные работы по анализу гиперспектральных особенностей проводятся включением или исключением разнородных каналов и признаков космofотоснимков (рисунок 6).

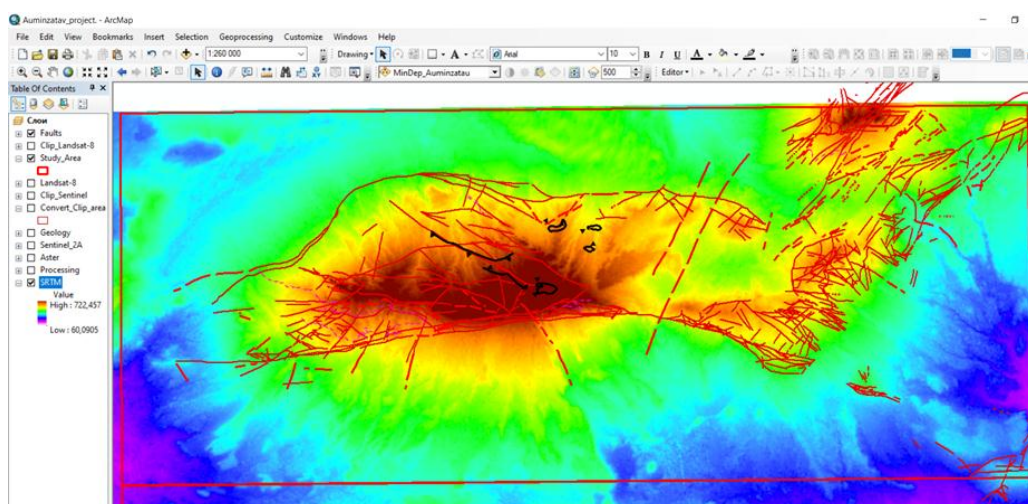


Рисунок 6 - Процесс создания цифровой основы тектонической карты совмещенной с результатами обработки материалов ДЗЗ северной части горно-складчатого комплекса гор Ауминзатау и Кулджуктау

В процессе обработки накопленного материала и совмещения цифровой геологической картографической основы получаем обоснованную картину флексурно-тектонических структурных составляющих горной породы территории. Их совмещенное представление позволяет провести сравнительный анализ с тектоническими разработками разных годов на данную территорию.

Дальнейшая работа направлена на выявление плотности разломов, совмещенной с рудопроявлениями, по которым составлены геологические профили, обосновавшие глубинное строение локальных мест рудопроявлений (рисунок 7). Этот процесс является основным процессом для моделирования, что в дальнейшем будет основой для конструирования моделей геолого-геофизического и глубинного строения.

Геостатистический анализ и последующее ранжирование узлов пересечения разнонаправленных геологических структур, так же определяет наибольшее совпадение, с токами известных рудопроявлений и максимальных значений отобранных проб, на расстоянии 300 м и уменьшение значений концентрации совпадений на расстоянии более 500 м, где совпадение минимально или отсутствует. Поэтому на ранжированной карте узлов пересечений, более темными цветами отображены дистанции наибольших совпадений.

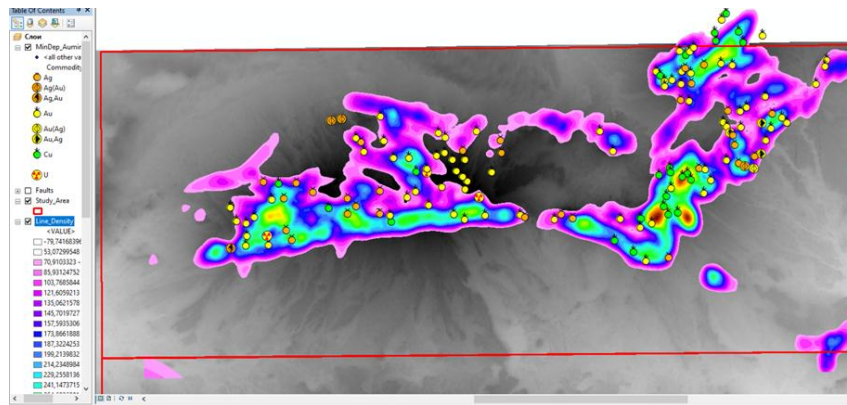


Рисунок 7 - Плотность разломов (Line_Density) с наложенными месторождениями и рудопроявлениями

Далее вступает в силу площадного моделирования бассейнов и хребтов. Это в свою очередь очень значимый этап для одного из самых богатых медно-порфировых участков на планете. Корреляция существенных признаков с бассейновыми признаками в дальнейшем сделает возможным глубинное моделирование. Горы Ауминзатау и Кулджуктау на сегодняшний день требуют глубинного моделирования с целью определения движения термомасс по структурным единицам и обоснования геодинамической обстановки. В процессе создания подобной модели будет возможно создание эталонного специфического классификатора геологических, геохимических, гидрогеологических, геофизических, геодинамических признаков.

Создание подобного классификатора будет важным этапом для обоснования строения и прогнозирования строения ЦАПС.

Разработка отдельного классификатора углеводородных признаков в геологических комплексах, отложениях разного периода формирования на основе созданных цифровых моделей будет обосновывать ЦАПП и его составляющих.

Область исследования показана здесь желтым контуром, а все красные полигоны указывают на изображения ASTER, которые были включены как часть исследования.

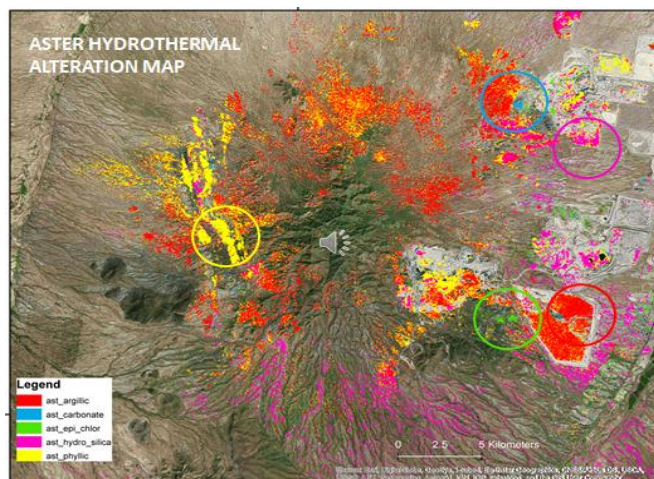


Рисунок 8 - Совмещенная комбинированная обработка гидротермальной картины спутникового снимка ASTER

Сбор и комплекс аналитических приёмов, а также обработка атрибутивных данных с созданными базами данных геологических, геохимических, геофизических, гидротермальных и других видов испытаний привёл исследователей к следующему выводу (рисунок 8).

Цифровое геологическое картирование гор Кулджуктау при региональном изучении недр на поиски месторождений полезных ископаемых не является законченным эталоном для проведения подобных работ для обоснования глубинного строения исследуемой территории (рисунок 9).

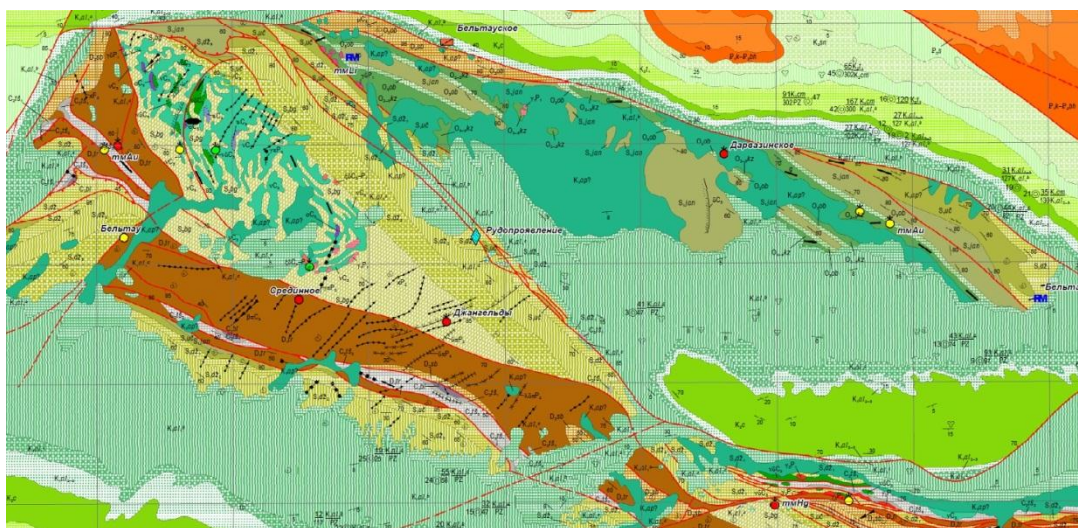


Рисунок 9 - Фрагмент составленной цифровой геологической карты гор Кулджуктау с помощью методов прогнозирования, разработки и использования природных ресурсов

Подготовка полученных данных и изучаемых материалов для комплексного анализа должно продолжаться до того времени, когда будет разработан классификатор по направлениям геологических признаков. После разработки этого классификатора возможна разработка эталонной модели анализа на построение глубинных моделей горно-складчатых комплексов с целью выявления прогнозных участков на обнаружение полезных ископаемых. В частности, глубинный анализ гидротермальных, термальных особенностей разломных элементов, анализ жидкостного состояния, возможности переноса тепломасс по флексурно-тектоническим единицам изучаемой территории может являться основой для построения прогнозных моделей на обнаружение нетрадиционных ловушек углеводородного сырья вблизи зон рудогенезных, метасоматических и метаморфических процессов.

Данное исследование на сегодняшний день продолжается в рамках выполнения государственных заданий с целью реализации стратегической Программы «Цифровой Узбекистан – 2030».

Геологическая отрасль в ближайшие годы будет представлена в регионе в качестве ведущего аналитического центра по дальнейшему обоснованию геодинамической обстановки в ЦАПП с помощью методов прогнозирования, разработки и использования природных ресурсов на обширной территории ЦАСП.

Библиографический список:

1. Gordienko I.V. Some fundamental problems of tectonics and geodynamics of the Central Asian folded belt. // *Geodynamics & Tectonophysics* 5 (3), 585–593. doi:10.5800/GT-2014-5-3-0144, 2014.
2. Склярков Е.В. Петрологические индикаторы тектонической эволюции Центрально-Азиатского складчатого пояса (северо-восточный фрагмент). Автореферат. Диссертация доктора геол.-мин. наук. Иркутск: ИЗК СО РАН, 1994.
3. Хаин В.Е. Тектоника континентов и океанов. // М.: Научный мир. 2001.
4. Хаин В.Е. Основные проблемы современной геологии. // М.: Научный мир. 2003.
5. Яншин А.П. Тектоническое строение Евразии. // *Геотектоника*. 1965. № 5.
6. Зоненшайн Л.П., Кузьмин М.И., Натапов Л.М. Тектоника литосферных плит территории СССР. // М.: Недра. 1990. Т. 1. 326 с.; Т. 2. 328 с.
7. Зоненшайн Л.Л., Кузьмин М.И. Палеогеодинамика. // М.: Наука. 1993.
8. Метелкин Д.В. Эволюция структур Центральной Азии и роль сдвиговой тектоники по палеомагнитным данным. // Новосибирск: ИНГГ СО РАН. 2012. 458 с.
9. Богатииков О.А., Коваленко В.И., Шарков Е.В. Магматизм, тектоника, геодинамика Земли. Связь во времени и пространстве. // М.: Наука. 2010. 606 с.
10. Глубинное строение и металлогения Восточной Азии. // Под ред. А.Н. Диденко, Ю.Ф. Малышева, Б.Г. Саксина. // Владивосток: Дальнаука. 2010. 332 с.

Актуальные проблемы повышения эффективности работы нефтегазовой отрасли

Игнатская Л.Я.

Ухтинский государственный технический университет, г. Воркута

Аннотация. Рассматриваются социально-экономические проблемы освоения запасов нефти, выявляются возможные пути решения задачи стабилизации и повышения эффективности нефтедобывающих предприятий.

Ключевые слова: эффективность, рентабельность, затратность, налогообложение, стабилизация.

Current problems of improving the efficiency of the oil and gas industry

Ignatskaya L.Ya. , Associate Professor of the Department of Subsoil Use, Construction and Management of the Vorkuta branch.

Annotation. Social and economic problems of development of oil reserves are considered, possible ways to solve the problem of stabilization and increase the efficiency of oil producing enterprises are identified.

Keywords: efficiency, profitability, cost, taxation, stabilization.

Современный этап мировой экономики характеризуется разноректорными и противоречивыми процессами, оказывающими негативное влияние на деятельность не только национальных экономик, но и на деятельность предприятий, так как создаются дополнительные риски и угрозы, которые трудно просчитать. Нефтедобывающая отрасль не только вышла из зоны экономического комфорта, которая обеспечивала предсказуемость, значительные горизонты планирования, долгосрочные партнерские отношения с контрагентами, но и попала в ситуацию повышенного внимания и рисков, а также необходимости радикальных организационных и технологических изменений.

Период ковидной стагнации и последующий постковидный этап восстановления мировой экономики усилил волатильность и конъюнктурность рынка энергоресурсов. Нефтедобывающие предприятия оказались в ситуации, когда, с одной стороны, резко возросла потребность в энергоресурсах и углеводородах, а с другой стороны, усилилось давление на нефтегазовую отрасль со стороны комплекса факторов, которые препятствуют быстрому реагированию на конъюнктуру рынка. Эти факторы давления можно объединить в кластеры:

1. кластер политических факторов:

- давление «зеленой политики», формирующей нетерпимое отношение общественности и потребителей к углеводородным энергоресурсам;
- попытки ущемить экономические интересы ресурсодобывающих стран, вводя различные штрафные санкции;
- увязка экономического поведения субъектов мировой экономики с политическими предпочтениями;
- санкционное противостояние стран.

2. кластер организационно-правовых факторов, включающий в себя изменения правового обеспечения субъектов рынка энергоресурсов, вынуждающих искать дополнительные «правовые лазейки» для осуществления торгово-экономической деятельности нефте- и газодобывающих предприятий;

3. кластер экономических факторов:

- использования рычагов лоббирования и использования приемов несовершенной конкуренции;
- уход от предсказуемого и определенного ценообразования на нефтегазовом рынке к механизмам биржевой торговли и спотовых цен, порождающих нестабильность и ажиотажность рынка.

Кроме внешних факторов давления на деятельность предприятий нефтегазового комплекса, существуют внутренние объективные причины, побуждающие аккумулировать внимание на серьезные изменения в подходах к производственно-экономической деятельности отрасли.

Следует отметить имеющиеся отраслевые проблемы.

Как показывает анализ эффективности разработки запасов нефти, их структура меняется в сторону существенного увеличения доли низкорентабельных запасов (с 36% до 55%), а анализ разведанных запасов нефти может быть представлен следующей структурой:

75% - трудноизвлекаемые запасы, в том числе: 4% - малые толщины пластов; 13% - высоковязкие нефти; 14% - подгазовые зоны; 36% - малопроницаемые коллектора.

Требуется неукоснительного улучшения состояние сырьевой базы, геологической службы, в том числе и посредством увеличения инвестиций в эти сферы деятельности. Согласно статистике, инвестирование этой отрасли снизилось в пять раз.

Значительная доля разрабатываемых месторождений находится в старческой стадии, когда им необходимы дополнительные вложения, сохранение и развитие их потенциал, внедрение новых технологий для увеличения нефтедобычи и максимизации конечной нефтеотдачи. Пролонгация времени полноценного использования месторождений в старческой стадии не только способствует более эффективному недропользованию, но и решает такие социально значимые задачи, как сохранение рабочих мест, а, значит и нормальное функционирование монопрофильных нефтедобывающих регионов.

Очевидно, что перспектива развития отрасли связана с разработкой трудноизвлекаемых запасов (запасы в низкопроницаемых породах, высоковязкая нефть, остаточные запасы в разработанных месторождениях, подгазовые залежи, нетрадиционные запасы в месторождениях в удаленных и труднодоступных районах). Вынужденно расширится география нефте- и газодобычи, что, несомненно, повлияет на экономические параметры добычи полезных ископаемых: повышение фондоемкости производства из-за усложнения технологии добычи, повышение затратности (себестоимости) продукции, что приведет к изменению структуры ценообразования.

Недостаточное инвестирование в энергетический сектор может привести к негативным последствиям не только для нефтегазовой отрасли, но и ряда смежных отраслей, ориентированных на разработку нового оборудования для предприятий топливно-энергетического комплекса, работающих на решение задачи импортозамещения.

«Уменьшение заказов подрядчикам приведет к сокращению рабочих мест со всеми вытекающими последствиями. Сокращение инвестиций и объемов потребления ресурсов и услуг приведут к сворачиванию бизнес-активности в смежных отраслях, таких как машиностроение, металлургия, бурение, нефтесервис, строительство, и к сокращению занятости на 1 миллион человек уже в текущем году» [2].

В этих условиях повышается роль государственного участия в решении проблем нефтегазовой отрасли. Без долгосрочной строгой экономической стратегии, активных геологоразведочных работ у топливно-энергетического комплекса нет будущего.

Эти проблемы и решение ряда задач по повышению эффективности нефтегазовой отрасли рассматриваются в Энергетической стратегии Российской Федерации до 2035 года. Первостепенными и наиболее значимыми задачами развития топливно-энергетического комплекса выделены:

- стабилизация ежегодной добычи нефти с газовым конденсатом до 525 млн. т и ее увеличения в перспективе, что может быть возможным только в условиях стабилизации рынка углеводородов, восстановления темпов роста мировой экономики, поступательном развитии экономики России;

- техническое перевооружение, развитие и модернизация отрасли в целом и ее подотрасли; при решении этой задачи следует решать проблему повышения инвестиционной привлекательности отрасли даже в условиях постепенного и планомерного перехода к возобновляемой энергетике. Инвестиционная привлекательность может быть достигнута посредством диверсификации отрасли, углубления переработки углеводородов и расширения ассортимента выпускаемой продукции;

- стратегия предусматривает комплекс мер, направленных на повышения эффективности извлечения полезных ископаемых, увеличение коэффициента извлечения нефти с 28 до 40 %, а также увеличение объема добычи нефти до 17% за счет освоения трудноизвлекаемых ресурсов.

Решение этих задач требует комплексного подхода, основанного на учете всех вновь возникающих факторов. С учетом программ развития возобновляемой энергетики, необходимо переосмысление и создание новой организационно-правовой базы отрасли, которая бы конкретизировала и детализировала основные параметры функционирования предприятий отрасли, определила бы приоритеты в вопросах недропользования и взаимоотношениях между государством и предприятиями, совершенствовала бы лицензионную политику.

Важным направлением повышения прозрачности работы нефтегазовой отрасли является создание четкой системы государственного надзора, деятельность которого должна обеспечить повышение рациональности и эффективности недропользования.

В условиях роста издержек нефте- и газодобычи следует совершенствовать фискальную и кредитно-денежную политику. Налоговая политика должна учитывать специфические особенности функционирования предприятия, давая возможность отсрочки налоговых платежей в случае серьезных финансовых затруднений, стимулируя деятельность мелких и средних предприятий на максимизацию добычи трудноизвлекаемых углеводородов.

Основой технической модернизации нефтедобывающей отрасли, ориентированной на разработку трудноизвлекаемых запасов тяжелых нефтей должна стать программа инновационной деятельности отрасли, которая должна охватывать не только сферу добычи углеводородов, но и обеспечить инновационное развитие отечественной сервисной и машиностроительной индустрии для нефтегазовой и перерабатывающей промышленности, продолжая работу по импортозамещению, так как даже в условиях сегодняшней неблагоприятной геополитики по-прежнему остается значительной доля импортного оборудования, особенно актуальна эта проблема для добычи на шельфах. Инновационная деятельность должна опираться на серьезную экспериментальную работу. Для этого необходимо создать условия для отработки новых перспективных технологий разработки трудноизвлекаемых запасов: научные полигоны, которые должны стать площадкой для апробации и внедрения новых методов исследования и разработки трудноизвлекаемых запасов, освоения ресурсов нетрадиционной нефти, а также решения экологических проблем.

Все направления работы по повышению эффективности добычи трудноизвлекаемой тяжелой нефти высоко затратны и требуют серьезных финансовых вливаний, привлечения значительных инвестиций, поэтому государство вынуждено будет участвовать в инвестировании и финансировании НИОКР в отрасли и концентрировать государственные инвестиции на реализацию приоритетных инфраструктурных проектов.

Все технические и технологические инновации отрасли должны осуществляться параллельно с развитием и повышением компетенций персонала предприятий, который должен обладать не только знаниями и профессиональными навыками, но и иметь высокий уровень производственной и экологической культуры.

Библиографические ссылки:

1. Данилова Е.И. Тяжелые нефти России//The Chemical Journal, декабрь 2018, С. 34 – 37
2. Тарасюк В.М. Высоковязкие нефти и природные битумы: проблемы и повышение эффективности разведки и разработки месторождений. // Периодическое печатное издание, журнал "БЕРЕГИНЯ • 777 • СОВА, 2014, №2 (21) –С. 121 – 125
3. Мияссаров А.Ш. Совершенствование разработки залежи высоковязкой нефти с применением ресурсосберегающей технологии: Автореферат Дис. канд. техн. наук. – Уфа, 2015 – 10 с.
4. Буланкина, Е. В. Экономическая целесообразность разработки месторождений высоковязких нефтей в России и в Китае / Е. В. Буланкина. — Текст : непосредственный // Молодой ученый. — 2017. — № 6 (140). — С. 231-234. — URL: <https://moluch.ru/archive/140/39515/>

Возможности использования инструментов бережливого производства для повышения эффективности логистических процессов

Майорова Н.В.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Определение «бережливое производство» перекликается с определением «логистика», так как оба этих понятия направлены на достижение поставленной цели, при этом затратив минимально возможное количество ресурсов, не образуя дополнительные потери времени и денег. И к тому же стремятся к «постоянному непрерывному улучшению», это отсылает нас к циклу Эдварда Деминга: «Сделайте так, чтобы стремление к совершенствованию товара или услуги стало постоянным».

Бережливое производство или Lean Manufacturing – это одна из ключевых концепций менеджмента, способствует оптимизации бизнес-процессов, устранению потерь и разработке инструментов взаимодействия с контрагентами. В основе данной концепции лежит не сокращение затрат на производство, так как из-за этого может произойти ухудшение качества производимого товара или услуги, а предотвращение потерь, простоев и брака.

При взаимодействии логистики и бережливого производства возможно достижение лучших результатов, так как логистика работает на устранение потерь, экономя время и ресурсы, а бережливое производство учится находить оптимальные маршруты для людей, сырья, продукции и информации.

В России тоже понемногу начинается внедрение технологий бережливого производства на предприятиях. Например, в настоящее время они уже введены в ПАО «КАМАЗ», ОАО Русал, Госкорпорация Ростех. К сожалению, причиной для начала внедрения новой технологии на предприятии служат проблемы, а не стремление к совершенствованию.

В ПАО «КАМАЗ» при внедрении технологии бережливого производства столкнулись с неготовностью сотрудников к переходу на новые принципы производства. Данная проблема была решена обучением персонала малыми группами. За время от начала внедрения технологии бережливого производства уровень брака в ПАО «КАМАЗ» снизился на 50%, скорость выпуска готовой продукции возросла на 30%, оптимизировались производственные площади и был получен экономический эффект на сумму 19 млрд. руб. [1]

Но не все предприятия, которые внедряют технологии бережливого производства получают положительные результаты. На это влияет необходимость изменения культуры, проведения организационных изменений и неготовность персонала использовать новые технологии.

В своей основе Бережливая логистика (Lean Logistics) представляет собой антипод распространенного способа производства и как следствие доставки и хранения продукции, так называемого – выталкивающего производства. Компании производили столько продукции сколько могли, и вся она переходила на следующий этап обработки вне зависимости от потребности в ней потребителя. При реализации данной концепции каждый отдел стремился к своей максимальной производительности, сам планировал свою работу и загруженность рабочих мест. [2]

В настоящий момент ему на смену приходит новый тип производства – вытягивающее. Принципиальное отличие от старого уклада производства в том, что каждый предшествующий процесс производит ровно столько продукции, сколько необходимо следующему процессу. При данном типе производства выгоднее перейти от привычного деления на цеха к делению на так называемые рабочие ячейки. Благодаря подобному делению сокращаются затраты на перемещение партий продукции для последующей обработке. То есть – в производственном потоке рабочие места объединяются таким образом, чтобы поток продукции между процессами шел непрерывно и без задержек. Во всем мире данный принцип известен под названием Just in time (точно в срок).

В настоящее время все больше компаний вынуждены совершенствовать свои логистические процессы. Логистическими процессами на предприятиях занимаются как правило отдел логистики, службы складов материального снабжения и готовой продукции,

складов долговременного и временного хранения товаров и грузов, транспортные и экспедиторские отделы, службы приема заказов, отделы продаж и доставки товаров, информационные службы.

Логистические процессы во многих компаниях выполняют такие функции как: транспортировку внутри предприятия продукции (полуфабрикатов, деталей и сырья), информации, а также складирование, распределение и доставку в розничные сети или непосредственно потребителю.

Логистические процессы представляют собой систему, в которую входит и процесс производства от его планирования до конечного пункта – отдела сбыта готовой продукции, потому что перемещение продукции начинается от склада сырья до склада готовых товаров. Взяв за основу принципы бережливого производства, отдел планирования разрабатывает производственную программу на месяц, квартал или год в зависимости от спроса. Данная программа разрабатывается с помощью планового показателя – количества выпускаемой продукции. Затем производственная программа уточняется в форме планов-графиков выпуска для каждого производственного подразделения, которое работает на производственную программу.[3]

В производственной программе фиксируются все материалы, сырье и комплектующие по количеству продукции, которую планируют выпустить за определенный период. Данный этап производства называется – план материально-технического обеспечения. На этом этапе задачей отдела материально-технического снабжения становится обеспечение производства всеми необходимыми материалами в обозначенный срок.

К тому же, с помощью внедрения инструментов бережливого производства на своем предприятии можно решить злободневную проблему – перенасыщение рынка, поэтому в настоящее время компании исполняют заказ основываясь непосредственно на спросе рынка и заказах клиентов. Это перекликается с «канбан» – японской методикой в рамках концепции бережливого производства. Данная методика организует производство и снабжение таким образом, чтобы предприятие производило только ту продукцию и в том объеме, которые непременно будут востребованы рынком.

Данная концепция минимизирует затраты и риски, которые могут возникнуть из-за невостребованности продукции и объема незавершенного производства. При использовании данной системы требуется значительно меньше производственных и складских площадей, чем при традиционном производстве.

В рамках организации логистических процессов посредством инструментов бережливого производства стоит отметить Стандартные операционные процедуры (Standart Operation Procedure). Этот инструмент представляет собой регламентированный набор инструкций или пошаговых действий, благодаря которым осуществляется деятельность рассматриваемого отдела для выполнения работы. Эти документально оформленные инструкции позволяют стандартизировать логистические процессы, что в свою очередь способствует снижению простоев и как следствие повышает эффективность.

Для наибольшей эффективности следует регламентировать работу всех сотрудников отдела логистики, чтобы благодаря имеющимся инструкциям специалист мог пошагово выполнять операцию. Стандартные операционные процедуры позволяют значительно снижать время, затрачиваемое на обучение новых сотрудников, а также благодаря данным процедурам действующий сотрудник может освежить в памяти рабочий процесс, который выполняется редко. Желательно ввести стандартные операционные процедуры не только в отделе логистики, но и на всем предприятии, чтобы у каждого подразделения были свои инструкции и руководства. Это внедрение значительно упростит работу, так как в любой момент можно обратиться к образцу выполнения конкретной операции и в случае, если спорный момент все-таки произойдет был надежный первоисточник, к которому можно обратиться для разрешения данного спора.

Внедрение данного инструмента ведет к росту производительности труда специалистов отдела логистики из-за экономии времени, сокращения себестоимости продукции и услуг, эффективного распоряжения трудовыми ресурсами. И как следствие за ростом производительности труда логистической системы (в частности, на этапе снабжения производства ресурсами) происходят положительные изменения в организации труда в сфере производства.

Основной проблемой, с которой сталкиваются Российские компании при внедрении концепции бережливого производства в своей работе является недостаток информации о том, как правильно реализовывать данную концепцию на практике. Зачастую управленцы при внедрении данной концепции рассчитывают на получение моментального эффекта. Реализация данной концепции должна быть основана на человеческих ценностях. Первоначально нужно посоветить простых исполнителей в суть внедряемых новаций, провести соответствующее обучение, повысить лояльность. После успешного внедрения инструментов бережливого производства на своем предприятии не стоит забывать о необходимости обучения персонала новым технологиям и поддерживать инициативу от заинтересованных представителей коллектива.

Основываясь на опыте перехода к новым принципам производства в ПАО «КАМАЗ» необходимо рассмотреть путь внедрения данной технологии с помощью малых команд по развитию производственной системы и применять новую технологию не в отдельных подразделениях, а комплексно по всей компании. Только при соблюдении комплексных мер при внедрении инструментов бережливого производства на своем предприятии руководство сможет оценить положительный эффект.

Анализируя положительный опыт внедрения бережливого производства в настоящий момент все больше предприятий идут по бережливому пути развития, с помощью организационных мер которого можно без больших вложений многократно повысить производительность труда в течение года. К примеру, внедрив лишь один инструмент бережливого производства – превратив потоки производства в рабочие ячейки за год можно увеличить производительность труда на 30 процентов.

Библиографический список:

1. Перспективы бережливого производства в России / Н.А. Черненко // Актуальные проблемы и перспективы развития аудита, бухгалтерского учета, экономического анализа и налогообложения: материалы национальной (всероссийской) научно-практической и методической конференции. – Воронеж. – 2019. - С. 253-255. Текст: непосредственный.
2. Теоретические аспекты понятия «бережливое предприятие» / Н.А. Маркова, Д.А. Марков // Вестник УрФУ. Серия: Экономика и управление. – 2017. – Том 16. - № 6. [Электронный ресурс]. - <http://hdl.handle.net/10995/66393> (дата обращения 31.10.2021).
3. Проблемы формирования культуры бережливого производства на российских предприятиях и пути их решения / О. В. Дединская // XX Международная конференция памяти профессора Л.Н. Когана «Культура, личность, общество в современном мире: Методология, опыт эмпирического исследования» - Екатеринбург. – 2017. - С. 361-368. Текст: непосредственный

УДК 519.677

Сравнение результатов прогнозирования петрофизических отношений на примере параметров «пористость», «проницаемость», «интервальное время»

Чувашов А.А., Кожевникова П.В.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Аннотация. Одной из первостепенных задач современной нефтегазодобывающей отрасли является совершенствование методов определения фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов (пористости и проницаемости). Достоверность этих данных оказывает сильное влияние на выбор оборудования, технологий и геолого-технических мероприятий для извлечения углеводородов, а, следовательно, на конечный результат. В рамках данной работы по результатам геофизических исследований скважин реального газоконденсатного месторождения построены петрофизические модели на основе теории нечетких множеств для оценки достоверности значений коэффициентов пористости и проницаемости коллектора, произведен сравнительный анализ результата прогнозирования отношений между параметрами и нечеткого отношения, рассчитанного по экспериментальным данным.

Ключевые слова: проницаемость, петрофизическая модель, углеводороды, оценка достоверности, нечеткие множества.

Annotation. One of the primary tasks of the modern oil and gas industry is to improve the methods for determining the porosity and permeability of reservoir rocks (porosity and permeability). The reliability of these data has a strong influence on the choice of equipment, technologies and geological and technical measures for the extraction of hydrocarbons, and, consequently, on the final result. Within the framework of this work, based on the results of geophysical studies of wells of a real gas condensate field, petrophysical models were built based on the theory of fuzzy sets to assess the reliability of the values of porosity and permeability coefficients of the reservoir, a comparative analysis was made of the result of predicting the relationship between the parameters and the fuzzy ratio calculated from experimental data.

Keywords: permeability, petrophysical model, hydrocarbons, confidence score, fuzzy sets.

Изучение фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов является неотъемлемой частью разведки и проектирования разработки месторождений углеводородов. Факт наличия запасов нефти, газа и конденсата не гарантирует их рентабельную добычу. Степень возможности их извлечения на поверхность с точки зрения способности проникать через породу-коллектор описывает проницаемость, а способность вмещать в себя флюиды характеризует пористость.

В работе представлены результаты прогнозирования отношений пористости от проницаемости, пористости от интервального времени, полученных на основе метода нечеткого моделирования, в форме нечеткого отношения и сравнение его с нечетким отношением, рассчитанным по экспериментальным данным.

1 этап. Прогнозирование отношения пористости от проницаемости на основе нечеткого моделирования.

В качестве исходных данных были использованы отношения между параметрами: пористости от проницаемости, интервального времени от пористости (см. рисунок 1а и 1б). Все исходные данные были получены из статьи [1] за счет оцифровки с помощью программы GetData Graph Digitizer.

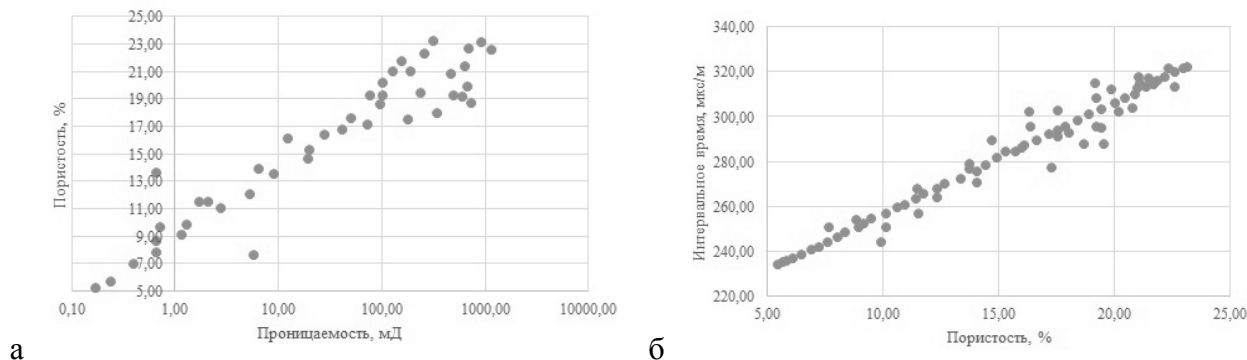


Рисунок 1 – Исходные отношения между параметров: пористости от проницаемости а), интервального времени от пористости б)

Непосредственно прогноз отношения пористости от проницаемости выполнялся с помощью программы, написанной на Matlab. Прогноз параметров выполнялся на основе построенных функций принадлежности по правилам нечеткого логического вывода (композиции Мамдани) [3]. За основу построения функций принадлежности была выбрана экспоненциальная модель, обладающая максимальной энтропией. Достоверность информации от точки, в которой измерено значение параметра, к точке, в которой достоверность оценивается, в такой модели распространяется подобно процессу диффузии.

Результат построения функций принадлежности нечетких отношений «Проницаемость – пористость», «Пористость – интервальное время» по экспоненциальной модели при значении эффективного параметра $\zeta=1.5$ представлен на рисунках 2а и 2б. Результат композиции вышеперечисленных отношений представлен на рисунке 2в.

2 этап. Построение нечеткого отношения «Проницаемость – интервальное время» по экспериментальным данным.

В качестве исходных данных было использовано отношение интервального времени и проницаемости (см. рисунок 3а).

Результат построения функций принадлежности «Проницаемость – интервальное время» по экспоненциальной модели при значении эффективного параметра $\zeta=1.5$ представлен на рисунке 3б.

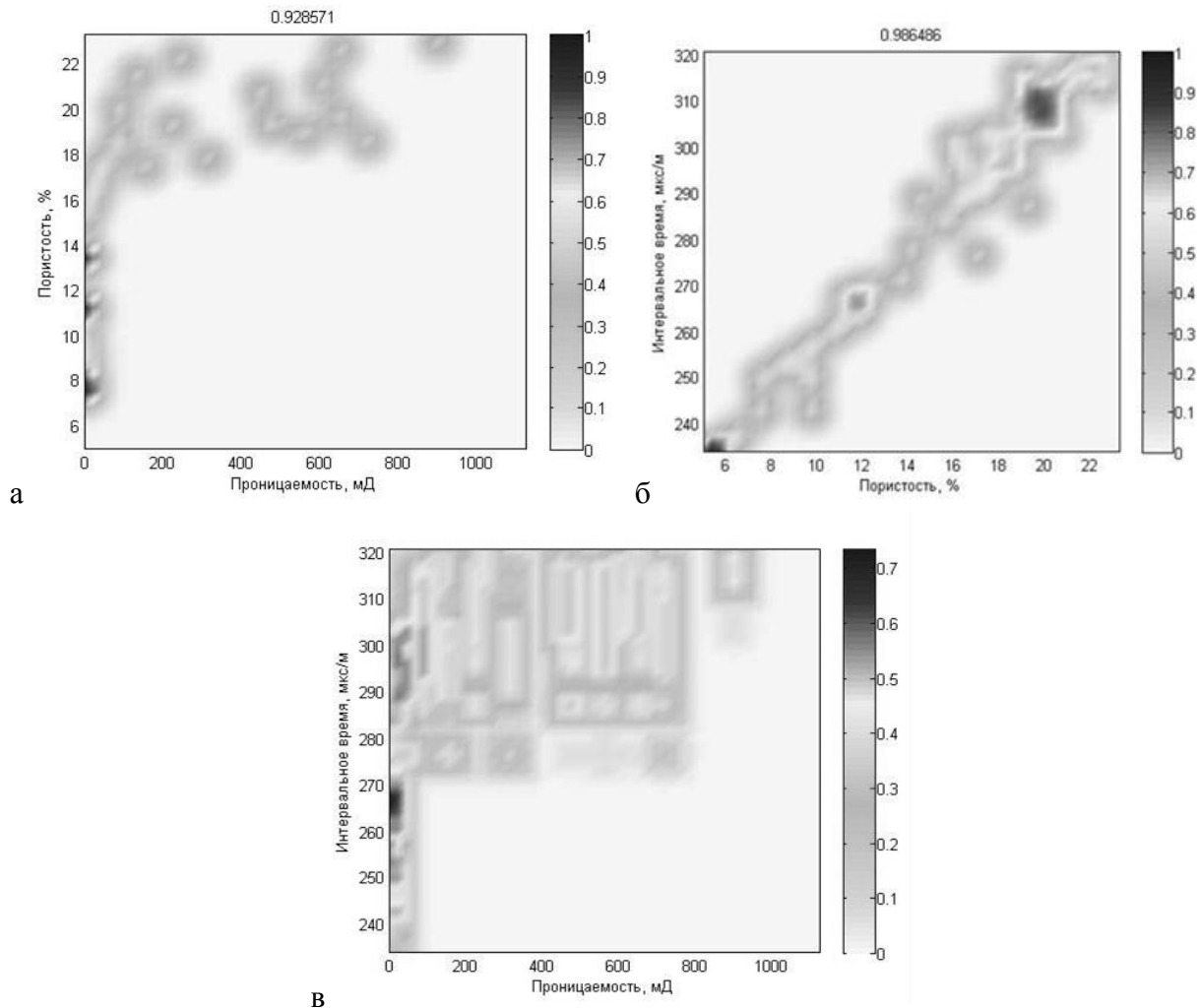


Рисунок 2 – Функция принадлежности отношения «Проницаемость – интервальное время» в), рассчитанная с помощью композиции нечетких отношений «Проницаемость – пористость» а), «Пористость – интервальное время» б)

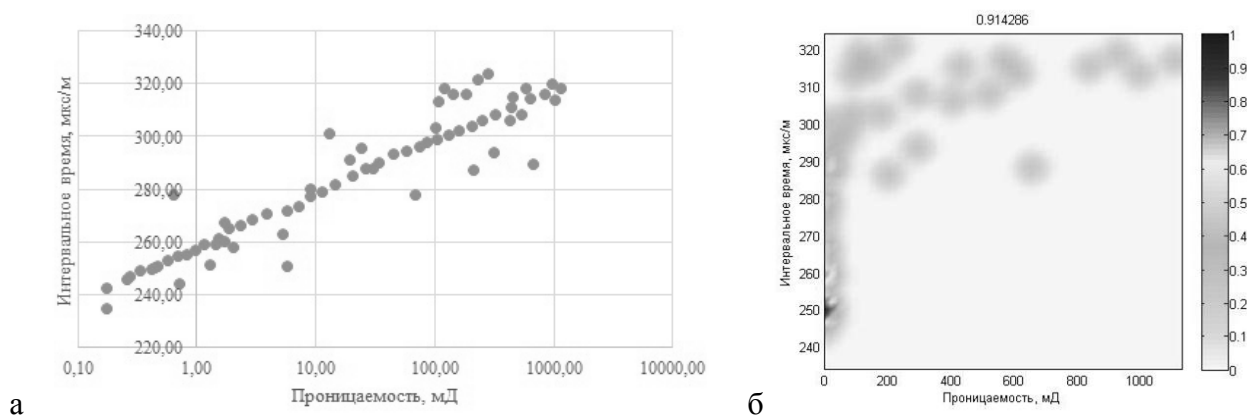


Рисунок 3 – Исходное отношение интервального времени и проницаемости а); функция принадлежности нечеткого отношения «Проницаемость – интервальное время» б)

Вывод

Результат прогнозирования отношения интервального времени от проницаемости, полученного на основе метода нечеткого моделирования, в форме нечеткого отношения не существенно отличается от нечеткого отношения, рассчитанного по экспериментальным данным, что подтверждает адекватность применения методов нечеткого моделирования при прогнозировании отношений между фильтрационно-емкостными свойствами и петрофизическими параметрами.

Библиографический список:

1. Жуков, В. С. Взаимосвязь фильтрационно-емкостных свойств и петрофизических параметров юрских отложений Штокмановского месторождения / В. С. Жуков, О. В. Иселидзе, А. В. Дахнов, А. Е. Рыжов // Вести газовой науки. 2010. №2 (5). URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/vzaimosvyaz-filtratsionno-emkostnyh-svoystv-i-petrofizicheskikh-parametrov-yurskih-otlozheniy-shtokmanovskogo-mestorozhdeniya> (дата обращения: 10.11.2021).
2. Дорогобед, А. Н. Использование метода монте-карло для контроля оценки достоверности геологических моделей / А. Н. Дорогобед, В. Е. Кунцев, П. В. Кожевникова // Современные наукоемкие технологии. – 2019. – № 9. – С. 80-84. URL: <https://top-technologies.ru/ru/article/view?id=37670> (дата обращения: 10.11.2021).
3. Кожевникова, П. В. Разработка математических моделей информационно-экспертной оценки анализа достоверности промыслово-геологических моделей на основе нечеткого моделирования : автореферат дис. ... кандидата технических наук : 05.13.18 / Кожевникова Полина Валерьевна. Петрозавод. гос. ун-т, Петрозаводск, 2018.
4. Кобрунов, А. И. Математические методы моделирования в прикладной геофизике (избранные главы). В 2-х ч. Ч. 1. Функционально-аналитические основы [Текст] : учеб. пособие / А. И. Кобрунов. – Ухта : УГТУ, 2014. – 224 с.

УДК 622.691

Анализ течения вязкой жидкости по цилиндрическому элементу в трубе

Коротаев Б.А., Никифорова Е.С., Субботина М.В., Баршенина А.К., Кизима М.А.

Мурманский Государственный Технический Университет, г. Мурманск

В работе рассматривается вопрос разбиения трубы на окружности с равным шагом Δr и разбиение сечения трубы на равновеликие площади. При этом интерес представляет результаты расчетов получаемых площадей и расходов жидкости по трубе при допущении ламинарного режима течения.

При стационарном движении жидкости в трубе постоянного радиуса R все слои движутся равномерно, но с разными скоростями. Слой, прилипший к стенкам трубы, неподвижен. Этот слой имеет форму цилиндрической трубки. Все последующие слои жидкости представляют собой цилиндрические трубки, вставленные одна в другую, скорость которых возрастает по мере приближения к оси трубы [1].

$$\frac{dv}{dr} = \frac{(P_1 - P_2)}{2 \mu} r \quad (1)$$

Выделим в потоке цилиндрический элемент жидкости длиной L , расположенный по оси трубы, рисунок 1.

По модели Пуазейля кроме силы тяжести на выделенный элемент действуют со стороны окружающей жидкости еще силы давления и силы внутреннего трения, касательные к боковой поверхности цилиндра между цилиндрическими трубками. При стационарном течении сумма действующих сил равна нулю. Силы давления на боковую поверхность слоя уравниваются силой тяжести, действующей на выделенный объем жидкости и эти же силы давления на основании цилиндра, уравниваются силами внутреннего трения, касательные к цилиндрическим трубкам:

$$\tau = -\mu \frac{dv}{dr} \quad (2)$$

(знак минус взят потому, что скорость течения слоя уменьшается с увеличением радиуса r), где v :

$$v = -\frac{(P_1 - P_2)}{4 \mu L} r^2 + C \quad (3)$$

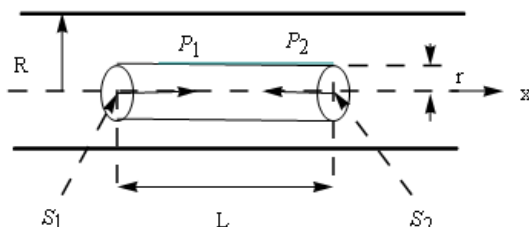


Рисунок 1 - Цилиндрический элемент в трубе

Исходя из граничного условия, состоящего в том, что около стенок трубы ($r=R$) скорость частиц жидкости равна нулю, получаем выражение для определения постоянной C :

$$C = \frac{(P_1 - P_2)}{4 \mu L} R^2 \quad (4)$$

Таким образом, распределение скорости по сечению трубы будет определяться формулой:

$$v = \frac{(P_1 - P_2)}{4 \mu L} (R^2 - r^2) \quad (5)$$

Максимальная скорость будет на оси трубы:

$$v_{\max} = \frac{(P_1 - P_2)}{4 \mu L} R^2 \quad (6)$$

Касательные напряжения τ в общем случае неодинаковы в разных точках поверхности. Сила вязкости, действующая на элемент поверхности dS равна $dF = \tau dS$. Поэтому полная сила вязкости:

$$F = \int_S \tau dS \quad (7)$$

Для рисунка 1 расход жидкости для выделенного слоя равен:

$$dQ = v dS = v 2\pi r dr \quad (8)$$

Для всего сечения расход можно найти путем интегрирования:

$$Q = \int_0^R dQ = \frac{2\pi (P_1 - P_2)}{4 \mu L} \int_0^R (R^2 - r^2) r dr, \quad (9)$$

$$Q = \frac{\pi (P_1 - P_2)}{8 \mu L} R^4 \quad (10)$$

Это и есть известная формула Пуазейля [1]. По расходу Q можно найти среднюю скорость течения жидкости по трубе.

$$v_{\text{cp}} = \frac{Q}{S} \quad (11)$$

Или расход в трубе будет из (11):

$$Q = v_{\text{cp}} S$$

Кроме этого, если задана скорость движения жидкости и известно сечение потока, то расход можно рассчитать путем интегрирования [2,3] скорости:

$$Q = \int_0^S v \cos(\alpha) ds \quad (12)$$

, где α – угол между направлением потока и нормалью.

Разобьем фрагмент трубы на 12 цилиндрических слоев согласно Пуазейлю, рисунок 2. Пусть труба имеет внутренний диаметр 492 мм. Ширина каждого слоя равна $\Delta r = R/12$. Из известных данных по расчету транспорта нефти по трубопроводу примем, рис. 1: $P_1=4.2$ МПа и $P_2=4.1$ МПа, $L=1000$ м, вязкость нефти пусть будет равной 1.2 Па·с.

Произведем расчеты по источнику [1]. Рассчитаем скорость движения нефти на оси трубы по (6) при допущении, что режим течения ламинарный:

$$v_{\max} = \frac{(P_1 - P_2)}{4\mu L} R^2 = 1.261 \text{ м/с}$$

Рассчитаем средне-интегральную скорость движения нефти по потоку в трубе:

$$v_{\text{cp}} = \int_0^R \frac{(P_1 - P_2)}{4 \mu L} r dr = 0.631 \text{ м/с}$$

Оценим расход движения нефти через сечение трубы по v_{\max} :

$$Q = v_{\max} S = 0.239 \text{ м}^3/\text{с}$$

Сопоставим полученное значение расхода с расчетом по формуле (10) с учетом других вычислений:

$$Q = \frac{\pi (P_1 - P_2)}{8 \mu L} R^4 = 0.1199 \text{ м}^3/\text{с}$$

Или расход через интеграл при $\alpha=0$ по (12):

$$Q = \int_0^S v_{\text{cp}} \cos(\alpha) ds = 0.1199 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$$

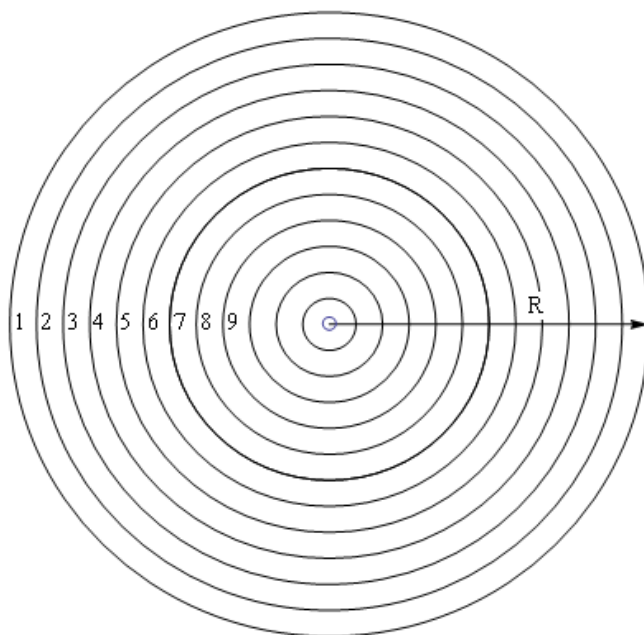


Рисунок 2 - Слои сечения трубы

По заданному внутреннему диаметру трубы, найдем все площади слоев сечений трубы, и результаты расчетов представим в таблице 1.

Таблица 1 - Площади слоев трубы

Номер слоя	Значение площади слоя, м ²
1	0.030
2	0.027
3	0.025
4	0.022
5	0.019
6	0.017
7	0.014
8	0.011
9	0.009
10	0.006
11	0.003
12	0.001

Осуществим проверку сходимости результатов вычислений:

$$S = \sum_{i=1}^{12} S_i = 0.190 \text{ м}^2$$

$$S = \pi R^2 = 0.190 \text{ м}^2$$

$$S = \int_0^R 2\pi r dr = 0.190 \text{ м}^2$$

Оценим скорости движения жидкости в каждом слое. Скорость будем определять в середине каждого слоя по формуле:

$$v = \frac{(P_1 - P_2)}{4 \mu L} (R^2 - r^2)$$

Скорость по сечению трубы по слоям будем рассчитывать по (5), результаты расчета сведем в таблицу 2.

Таблица 2 - Скорость по слоям цилиндрического элемента трубы

Номер слоя	Скорость по слоям, м/с
1	0.104
2	0.299
3	0.477
4	0.628
5	0.768
6	0.891
7	0.946
8	1.083
9	1.154
10	1.206
11	1.258
12	1.261

Расход через слои представляет собой суммирование расходов по сечению трубы.

Осуществим проверку суммарного потока по слоям с формулами (10,11,12). На основании таблицы 2 рассчитаем полный поток через сечение трубы:

$$Q = \sum_{i=1}^{12} v_i S_i = 0.1199 \frac{\text{м}^3}{\text{с}} \approx 0.120 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$$

Проверка показала, что разбиение диаметра на 12 слоев достаточно для оценки расхода жидкости по трубе при принятых в серединах слоев скоростей. Необходимо делать более точное приближение по увеличению числа слоев, если необходима большая точность. Рассмотрим вариант предпочтения увеличению числа слоев оценку расхода через произведение интегралов:

$$Q = \int_0^R \frac{(P_1 - P_2)}{4\mu L} r \, dr \cdot \int_0^R 2\pi r \, dr = 0.120 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$$

В заключение вопроса и моделирования движения нефти по трубе по исходным заданным параметрам рассмотрим вопрос оценки потерь давления на трение по формуле Пуазейля.

Перепад давления на участке длиной L можно определить по формуле Пуазейля:

$$\Delta P = P_1 - P_2 = \frac{8L\mu}{R^2} v_{\text{cp}} = 100000 \text{ Па}$$

Тогда как по заданным исходным данным перепад давления на участке L равен $P_1 - P_2 = 100000$ Па. Но если рассчитать ΔP в таком виде:

$$\Delta P = P_1 - P_2 = \frac{4L\mu}{R^2} v_{\text{max}} = 100000 \text{ Па}$$

Однако, если разбивать сечение трубы на равновеликие площади, то задача сводится к отысканию радиусов эквивалентных площадей. Данная задача решалась для числа слоев трубы от 2 до 5. Так как площади при данном числе слоев равны, то скорость по потоку остается постоянной величиной равной $v = 0.6312$ м/с в каждом слое. Результаты расчета радиусов равных площадей сведены в таблицу 3.

Таблица 3 - Радиусы равных площадей

Число слоев	R1	R2	R3	R4	R5
2	0.174	0.246	-	-	-
3	0.142	0.201	0.246	-	-
4	0.123	0.174	0.213	0.246	
5	0.11	0.156	0.191	0.22	0.246

Выводы.

Разбиение трубы на более чем 12 слов является трудоемким процессом и этот вопрос можно закрыть путем замены операции суммирования на интегрирование. При разбиении на равновеликие площади операция расчетов сводится к отысканию радиусов, при которых образуются равновеликие площади. Таким образом, расчеты можно производить как разбивая окружность на круги с шагом Δr , так и разбивая на равновеликие площади. В обоих случаях результаты расчетов сходятся.

Библиографический список:

1. Н.В. Александров, А.Я. Яшкин. Курс общей физики. М: Просвещение, 1978, 416 с.
2. Г.С. Бараненков, Б.П. Демидович, В.А. Ефименко и др. Задачи и упражнения по математическому анализу для втузов. М: Астрель, 2001, 495 с.
3. Г.М. Фихтенгольц. Основы математического анализа. I том. М: Наука, 1968, 440 с.

АЛФАВИТНЫЙ УКАЗАТЕЛЬ

А		Игнатская Л.Я.	249	Пастухов И.А.	87
Автамонов В.А.	175	Исупова Е.В.	118, 169	Пермяков А.Ю.	60
Агиней Р.В.	118	К		Пичко Н.С.	202
Адылов Д.М.	22	Кашин М.И.	60	Подопригора Д.Г.	34
Акрамова Н.М.	22	Кизима М.А.	257	Попов С.Г.	60
Акчурин Р.Х.	37	Климов Н.А.	60	Пуляевский М.С.	37, 91
Александров О.Ю.	118	Кожевникова П.В.	254	Р	
Андрухова О.В.	217	Колоколова И.В.	11, 98	Рагимова М.С.	153
Астахов А.В.	121	Конева В.В.	143	Ратиер Н.И.	7
Ахметжанова З.М.	18	Контарев А.А.	64	Раупов И.Р.	94, 108
Б		Коротаев Б.А.	257	Рзаева Х.	153
Баженова М.Г.	232	Крючков С.В.	156	Ридван И.	217
Базарова А.М.	237	Л		Рогов Е.А.	64
Баратов А.Х.	242	Лагода И.В.	66	Ростовщиков В.Б.	11, 18, 98
Баршенина А.К.	257	Лагода П.С.	66	Рочев К.В.	237
Бикеева Л.Р.	22	Лагода С.И.	66	Ружич В.В.	37
Близнюков В.Ю.	37	Ланина Т.Д.	143	С	
Блохин П.А.	178	Лебедев К.П.	60	Савич В.Л.	156
Богданов Б.П.	28	Леонтьев С.А.	128	Саврей Д.Ю.	103
Борейко Д.А.	181, 210	Леппке Г.Н.	48, 215	Сбитнева Я.С.	11
Борисова О.В.	226	Лизунов Д.С.	188	Сверкунов С.А.	37
Буглов Н.А.	37	Логачев Ю.Л.	44	Сенина О.А.	28
Быков И.Ю.	172, 175, 178, 188, 195, 210	Логинов В.А.	137	Сериков Д.Ю.	181
Бязров Р.Р.	34	Люосев В.В.	226	Столбов И.В.	128
В		Лютоев А.А.	172	Субботина М.В.	257
Вахромеев А.Г.	37, 91	М		Сытник Ю.А.	108
Вельтистова О.М.	40	Майорова Н.В.	252	Т	
Внуков Д.И.	187	Малинин В.Г.	156	Ташкевич И.Д.	37
Г		Маракова И.А.	68, 72	Терентьева М.В.	137
Гаршина О.В.	60	Матвеева С.Ю.	28	У	
Голик В.В.	125	Михайлов А.Н.	202	Умаров Ш.А.	22, 242
Греков Г.В.	91	Михайлов Д.А.	202	Ф	
Григорьев Л.Ю.	220	Михеев М.М.	140	Федоров В.Т.	161
Григорьева В.М.	94	Мотрюк Е.Н.	40	Федоров П.В.	161
Д		Мусанов Н.Д.	143	Федоров Ю.А.	114
Денисов М.А.	175	Мустафаев А.Г.	75, 208	Х	
Дроздов А.С.	128	Мустафаева Г.Р.	149	Хабибуллаев С.С.	242
Дудников В.Ю.	192	Мухутдинов Н.У.	22	Хайбуллин Р.Г.	60
Дуркин В.В.	44	Н		Хламов В.А.	181
Ж		Нор Е.В.	187	Ч	
Жамолов А.Т.	242	Набиева Е.М.	143	Чувашов А.А.	254
Жангабылов Р.А.	48, 215, 220, 229	Назаров Ж.А.	114	Ш	
З		Намазова Г.И.	153	Шейко Е.А.	202
Заборовская В.В.	28	Насиров Ч.Р.	75, 208	Шенец М.А.	131
Зазуля В.С.	94	Наумышев Е.Ю.	210	Ю	
Заикин С.Ф.	195	Некучаев В.О.	140	Юлдашева М.Г.	22
Засовская М.А.	52	Никифорова Е.С.	257	Я	
Земенков Ю.Д.	125, 166	Новокрещенных Д.В.	79	Яворская Е.Е.	169
И		Нуртазаева М.	68	Якимова Т.С.	60
Иванов А.О.	54	О		Якупов А.У.	166
Игнатик А.А.	131	Овчарова Т.А.	85	Яшин Л.В.	52
		П			
		Паламарчук В.И.	229		