



МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО  
ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ  
БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ  
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ  
«САМАРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ  
ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

---

Кафедра «Бурение нефтяных и газовых скважин»

# Ашировские чтения

Сборник статей всероссийской научно-практической конференции

Самара

Самарский государственный технический университет

2022

Издаётся по решению учёного совета СамГТУ (протокол №11 от 14.10.22)

УДК 622.3(06)+660(06)+661.7(06)

A98

**Ашировские чтения**[Электронный ресурс]: сб. статей Всероссийск. Науч.-практ. Конференции / Отв. Редактор *В.В. Живаева*. – Самара: Самар. Гос. Техн. Ун-т, 2022. – 1 электрон. Опт. Диск.

ISBN978-5-7964-2234-2

Представлены статьи Всероссийской научно-практической конференции, которые отражают результаты исследований и разработок сотрудников ВУЗов, НИИ и предприятий нефтяной и газовой промышленности Российской Федерации.

Сборник предназначен для научных работников, аспирантов, студентов, представителей производств.

Минимальные системные требования:

WindowsXP, MSOffice, AdobeAcrobatReader

УДК 622.3(06)+660(06)+661.7(06)

A98

ISBN 978-5-7964-2234-2

©Авторы, 2022

©Самарский государственный  
технический университет, 2022

<b>ОЦЕНКА СООТВЕТСТВИЯ ХИМИЧЕСКОЙ ПРОДУКЦИИ ДЛЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИН.....</b>	<b>6</b>
<i>В.И. Балаба, О.Д. Зинченко, Р.К. Шалыгин</i>	
<b>ИЗ ОПЫТА ПРОВЕДЕНИЯ ХРОНОМЕТРАЖНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ В НЕФТЕТРАНСПОРТНЫХ ОРГАНИЗАЦИЯХ .....</b>	<b>12</b>
<i>А.Р. Бахтизина, С.А. Кесаев, С.В. Малинин</i>	
<b>РАЗРАБОТКА СПОСОБА ИЗМЕРЕНИЯ ДЕБИТА НЕФТИ ОТДЕЛЬНЫХ ПЛАСТОВ СКВАЖИНЫ ПРИ МНОГОПЛАСТОВОЙ ДОБЫЧЕ.....</b>	<b>16</b>
<i>А.Н. Гиниятова, Н.Ю. Хохлова</i>	
<b>РАЗРАБОТКА СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ РЕМОНТАМИ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ.....</b>	<b>19</b>
<i>О.В. Томазова, П.К. Цых</i>	
<b>СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ РЕЖИМА БУРЕНИЯ, ЗА СЧЁТ ВНЕДРЕНИЯ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ АЛГОРИТМОВ .....</b>	<b>23</b>
<i>М.В. Власов, В.И. Никитин, В.В. Живаева</i>	
<b>ПРИМЕНЕНИЕ СИАЛАНТОВ В РЕЦЕПТУРЕ БУРОВОГО РАСТВОРА ДЛЯ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ ОСЛОЖНЕНИЙ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН, СПОСОБЫ КОНТРОЛЯ ИХ ЭФФЕКТИВНОСТИ.....</b>	<b>30</b>
<i>В.В. Живаева, П.Ю. Спиридонов</i>	
<b>ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ СИСТЕМЫ СЕЙСМОРАЗВЕДОЧНЫХ НАБЛЮДЕНИЙ ДЛЯ БЕСКАБЕЛЬНОГО САМО-ПОЗИЦИОНИРУЮЩЕГОСЯ МОДУЛЯ .....</b>	<b>40</b>
<i>О.В. Томазов, А.В. Кострицын</i>	
<b>ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЧНОСТИ ИСКУССТВЕННЫХ ОБРАЗЦОВ ОБВАЛЬНОЙ ПОРОДЫ В РАЗЛИЧНЫХ СРЕДАХ.....</b>	<b>42</b>
<i>Е.О. Игнатьева, И.Ю. Аверин, М.Е. Пронькин</i>	
<b>МЕТОДИКА ИЗМЕРЕНИЯ ДОННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ РАДАРНОГО ДАТЧИКА УРОВНЯ .....</b>	<b>46</b>
<i>Н.В. Дурьманов</i>	
<b>АНАЛИЗ СОВРЕМЕННЫХ СИСТЕМ ПРОМЫВОЧНЫХ ЖИДКОСТЕЙ ПРИ ПРОВОДКЕ СКВАЖИН В ГЛИНИСТЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ .....</b>	<b>49</b>
<i>О.А. Нечаева, К.В. Парфенов</i>	

<b>АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕТОДОВ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ УВС ТАЗОВСКОГО НГКМ.....</b>	<b>52</b>
<i>У.В. Долгова</i>	
<b>ПОИСК ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РЕШЕНИЯ ПО ПОВЫШЕНИЮ ЭФФЕКТИВНОСТИ КИСЛОТНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ В УСЛОВИЯХ НИЗКОТЕМПЕРАТУРНЫХ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ .....</b>	<b>54</b>
<i>А.А. Имамутдинова, А.В. Лысенков</i>	
<b>СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ЛОГИСТИЧЕСКОЙ ИНФРАСТРУКТУРЫ НЕФТЕХИМИЧЕСКИХ ПРЕДПРИЯТИЙ.....</b>	<b>57</b>
<i>О.В. Томазова, М.О. Ромас</i>	
<b>ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ГРП НА КАМЕННОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ.....</b>	<b>60</b>
<i>Н.А. Москвин, А.А. Подъячев</i>	
<b>ОБЗОР СУЩЕСТВУЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЙ ДОБЫЧИ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ .....</b>	<b>65</b>
<i>А.М. Зиновьев, Р.Р. Мухаметзянов</i>	
<b>ГЕОМЕХАНИЧЕСКИЙ МЕТОД ОБЕСПЕЧЕНИЯ УСТОЙЧИВОСТИ СТВОЛА СКВАЖИНЫ .....</b>	<b>70</b>
<i>К.В. Парфенов</i>	
<b>АНАЛИЗ КОЛЬМАТАЦИОННЫХ ПРОЦЕССОВ В ПРИФИЛЬТРОВОЙ ЗОНЕ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН, ЭКСПЛУАТИРУЮЩИХ ТЕРРИГЕННЫЕ ПЛАСТЫ .....</b>	<b>73</b>
<i>Е.О. Игнатьева, С. Ю. Милькова, В.П. Вежновец</i>	
<b>АНАЛИЗ ИССЛЕДОВАНИЙ ПО МОДЕЛИРОВАНИЮ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПРОГРАММНОГО КОМПЛЕКСА ANSYS .....</b>	<b>79</b>
<i>В.И. Никитин, Н.Д. Бурахин</i>	
<b>ЭФФЕКТИВНОСТЬ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ПАРОГРАВИТАЦИОННОГО ДРЕНАЖА НА АШАЛЬЧИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ.....</b>	<b>84</b>
<i>А.М. Зиновьев, Р.Р. Мухаметзянов</i>	

**ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТОКСИЧНОСТИ ВОДНОЙ ВЫТЯЖКИ ИЗ ПОЧВЫ, ВЗЯТОЙ В РАЙОНЕ НЕСАНКЦИОНИРОВАННОГО РАЗМЕЩЕНИЯ СПИРТОВОЙ БАРДЫ В С. РОЖДЕСТВЕНО ..... 88**

*Э.В. Рыжихина, О.В. Козловская*

**ОБЗОР УСПЕШНЫХ ПРАКТИК ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ ПРЕДИКТИВНОЙ АНАЛИТИКИ ДЛЯ МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССА БУРЕНИЯ ..... 90**

*В.И. Никитин, М.В. Леонтьев*

**БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ ДЛЯ УСЛОВИЙ ВЫСОКИХ ТЕМПЕРАТУР . 95**

*А.Н. Соловьев, Е.Л. Леушева*

**РАЗРАБОТКА ТРЕБОВАНИЙ К СИСТЕМАМ ПРОТИВОПОЖАРНОЙ ЗАЩИТЫ РВС ПРИ УМЕНЬШЕНИИ НОРМАТИВНЫХ ПРОТИВОПОЖАРНЫХ РАССТОЯНИЙ ..... 97**

*Д.А. Федорин, Р.Н. Бахтизин*

**РАЗРАБОТКА МЕТОДА ОПЕРАТИВНОГО КОНТРОЛЯ СОСТОЯНИЯ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН ..... 100**

*А.М. Зиновьев, В.Н. Фолин*

**САЛЬНИКООБРАЗОВАНИЕ КАК ФАКТОР ОПАСНОСТИ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН ..... 106**

*Р.К. Шалыгин*

**ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ БУРЕНИЯ СКВАЖИН ..... 110**

*Шемелин С.С.*

**ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДИКИ АКУСТИЧЕСКОЙ ЦЕМЕНТОМЕРИИ, ДЛЯ ОЦЕНКИ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ОБСАДНЫХ И ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ КОЛОНН СКВАЖИН ЮРУБЧЕНО – ТОХОМСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ..... 112**

*Р.И. Степанов*

## ОЦЕНКА СООТВЕТСТВИЯ ХИМИЧЕСКОЙ ПРОДУКЦИИ ДЛЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИН

*В.И. Балаба, О.Д. Зинченко, Р.К. Шалыгин*

*РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва, Россия*

*E-mail: teksertgubkin@yandex.ru*

**Аннотация.** В статье рассмотрены актуальные аспекты оценки соответствия химической продукции, используемой при производстве буровых работ, стандарты на материалы для буровых растворов, обоснованы требования к сопроводительной документации на химическую продукцию (технические условия, паспорт безопасности, сертификат соответствия Системы ТЭКСЕРТ).

**Ключевые слова:** буровые работы, химическая продукция, оценка соответствия, стандарты, Система ТЭКСЕРТ

**Введение.** Развитие технологии бурения идет, в том числе, по пути расширения применения химической продукции. Ее эффективность наряду с функциональной результативностью определяется соответствием требованиями безопасности труда, экологической и промышленной безопасности [1-3]. В международном масштабе основу безопасного обращения химической продукции составляет рекомендация ООН ST/SG/AC.10/30 «Согласованная на глобальном уровне система классификации опасности и маркировки химической продукции (СГС)». В целях соблюдения единого стандарта критериев оценки опасности веществ, системы маркировки и формы сообщений об опасности требования российского законодательства гармонизируются с системой СГС.

**Актуальность и научная значимость исследования.** В 2017 г. страны Евразийского экономического союза (ЕАЭС) приняли технический регламент «О безопасности химической продукции» [4], основные требования которого полностью идентичны СГС. Вступление технического регламента отложено на неопределенный срок, но работа по отдельным его направлениям, в частности в области стандартизации требований к обращению химической продукции продолжается. Так, в целях подготовки к вступлению в силу технического регламента приняты межгосударственные стандарты: ГОСТ 32419-2013 Классификация опасности химической продукции. Общие требования, ГОСТ 32423-2013 Классификация опасности смесевой химической продукции по воздействию на организм, ГОСТ 32424-2013 Классификация опасности химической продукции по воздействию на окружающую среду. Основные положения, ГОСТ 32425-2013 Классификация опасности смесевой химической продукции по воздействию на окружающую среду.

В связи с этим возникает практическая потребность учесть актуализированные требования при оценке соответствия химической продукции.

**Постановка задачи.** Целью данного исследования является анализ системы оценки соответствия химической продукции для бурения скважин.

**Теоретическая часть и практическая значимость.** Одной из задач буровых подрядчиков является идентификация (установление тождественности

характеристик продукции ее существенным признакам) на основании анализа технической документации и оценка соответствия химической продукции. Согласно статье 213.1 Трудового кодекса РФ от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 04.11.2022 г.) в производстве запрещается применение вредных и (или) опасных веществ, материалов, продукции, товаров, токсикологическая (санитарно-гигиеническая, медико-биологическая) оценка которых не проводилась. В случае использования новых или ранее не применявшихся вредных и (или) опасных веществ работодатель обязан до начала их использования разработать меры по сохранению жизни и здоровья работников.

В соответствии с Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности [5, п. 216], обязанность контроля качества используемых материалов и соблюдения безопасных условий труда возложена на пользователя недр (заказчика), бурового подрядчика и других субъектов хозяйственной деятельности, уполномоченных пользователем недр.

**Оценка соответствия химической продукции.** Техническим регламентом [4, статья 50] предусмотрено, что оценка соответствия химической продукции осуществляется в двух формах государственной регистрации: уведомительной и разрешительной. Условия применения каждой из них приведены в техническом регламенте. При этом в обоих случаях заявителем регистрации должен быть предоставлен паспорт безопасности и протоколы исследований (испытаний) и (или) документы, содержащие информацию, полученную из официальных информационных источников. Протоколы исследований (испытаний) не представляются для химической продукции, сведения о которой включены в реестр химических веществ и смесей, а также для химической продукции, которую можно классифицировать с помощью расчетных методов.

Поскольку химическая продукция, используемая при производстве буровых работ (за исключением цементов), не включена в перечень продукции, подлежащей обязательному подтверждению соответствия [6], то применяется только ее добровольная сертификация. Отметим, что в соответствии с правилами безопасности [5, п. 385] буровой подрядчик должен осуществлять контроль наличия документов, подтверждающих соответствие химических реагентов и материалов, используемых для приготовления технологических и промывочных жидкостей.

Таким образом, существует практическая потребность в оценке соответствия не только химической продукции, но и приготавливаемых на ее основе технологических жидкостей, особенно в сложных условиях при бурении в арктических и морских условиях, наличии в пластовом флюиде сероводорода [7-11]. Это требование правил безопасности обусловлено тем, что химическая продукция как источник опасности существует при производстве буровых работ кратковременно – только в процессе приготовления технологических жидкостей. Что касается технологических жидкостей, то, во-первых, они применяются длительно, во-вторых, они подвергаются различным видам воздействия, например, термобарическому, и их свойства как источника опасности изменяются. Соответственно, существует необходимость в оценке этих свойств в исходном и текущем состоянии технологических жидкостей.

С целью обеспечения потребностей нефтегазового производства функционирует Система добровольной сертификации топливно-энергетического комплекса (Система ТЭКСЕРТ), которая зарегистрирована Федеральным агентством по техническому регулированию и метрологии 16 мая 2007 года (регистрационный

№ РОСС RU.E419.04ЮЛ01). Результативность добровольного подтверждения соответствия в Системе ТЭКСЕРТ обеспечена авторитетом ее создателя – РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, являющегося локомотивом производства новых знаний и обеспечения конкурентоспособности отечественных нефтегазовых технологий, консолидирующего ресурсы высшей школы, академической и отраслевой наук для обеспечения технического прогресса топливно-энергетического комплекса как важнейшего фактора устойчивого развития страны [12].

Согласно статье 21 Федерального закона «О техническом регулировании» от 27.12.2002

№ 184-ФЗ (ред. от 02.07.2021) добровольное подтверждение соответствия может осуществляться для установления соответствия национальным стандартам, предварительным национальным стандартам, стандартам организаций, сводам правил, системам добровольной сертификации, условиям договоров. Добровольное подтверждение соответствия является действенным механизмом содействия потребителям в компетентном выборе продукции, работ, услуг, а также повышения конкурентоспособности производителей на российском и международном рынках.

Как правило, химическая продукция, используемая при производстве буровых работ, производится по техническим условиям и редко по международным и национальным стандартам. Поэтому комплект сопроводительной документации при поставке такой продукции должен включать, как минимум, технические условия, паспорт безопасности и сертификат соответствия. Например, согласно Методическим указаниям компании «Роснефть» «Единые технические требования по основным классам химических реагентов» № П1-01.05 М-0044 сопроводительная документация для химических реагентов отечественного производства должна включать: технические условия или стандарт на продукцию; инструкцию по применению; сертификат соответствия, выданный органом по сертификации топливно-энергетического комплекса; свидетельство о государственной регистрации товаров, подлежащих санитарно-эпидемиологическому надзору (контролю) на территории Таможенного Союза; паспорт безопасности.

**Технические условия на продукцию.** Согласно Федеральному закону «О стандартизации в Российской Федерации» от 29.06.2015 № 162-ФЗ (ред. от 30.12.2020) технические условия (ТУ) – это вид стандарта организации, утвержденный изготовителем продукции. При этом законом однозначно указано, что организации самостоятельно не только разрабатывают ТУ, но и устанавливают порядок их разработки, утверждения, учета, изменения, отмены и применения. Несмотря на это в некоторых публикациях приоритет организаций в установлении процедур разработки и обращения с ТУ подвергается сомнению. Более того, высказывается мнение об обязательности экспертизы ТУ, что также противоречит закону, согласно которому организация может, но не обязана представлять проект технических условий перед их утверждением на экспертизу.

В основе подобных утверждений лежит коммерческий интерес организаций, диверсифицирующих свою деятельность путем осуществления различных видов экспертизы. Закон действительно предусматривает возможность проведения экспертизы проекта ТУ, но не в коммерческой организации, а в техническом комитете по стандартизации или проектом техническом комитете по стандартизации с подготовкой ими соответствующего заключения. Кстати, аналогичная коммерциализация имеет место в отношении экспертизы паспорта безопасности химической продукции (в законодательстве такого требования нет) и



оформления сертификата на применение химической продукции, который законодательством о техническом регулировании не предусмотрен. Единственным документом, удостоверяющим соответствие продукции требованиям документов по стандартизации или условиям договоров, является сертификат соответствия. Случаи легализации на коммерческой основе процедур, не предусмотренных законодательством о техническом регулировании, создают необоснованные административные барьеры на пути развития предпринимательства, повышает непроизводственные издержки.

Технические условия – это важный документ, устанавливающий требования к качеству, в том числе, безопасности конкретной продукции. Изготовитель в ТУ представляет потребителю описание продукции и характеристики ее качества, а также устанавливает требования для сохранности качества продукции при транспортировании, хранении, эксплуатации и применении. Потребитель заинтересован в достоверности этой информации, поскольку это, в свою очередь, дает возможность управлять качеством производства своей продукции. Поэтому крайне важно придерживаться рекомендаций соответствующих документов национальной системы стандартизации, прежде всего, ГОСТ Р 1.3-2018 [13], регламентирующим общие требования к содержанию, оформлению, обозначению и обновлению технических условий на продукцию.

Состав разделов и их содержание определяет разработчик в соответствии с особенностями продукции [13]. При необходимости ТУ, в зависимости от вида и назначения продукции, могут быть дополнены другими разделами (подразделами) или в них могут не включаться отдельные разделы (подразделы), или отдельные разделы (подразделы) могут быть объединены в один.

Потребителя в первую очередь интересует функциональное назначение приобретаемой продукции. В разделе «Потребительские характеристики продукции (технические требования)» должны быть приведены характеристики, необходимые потребителю для определения качества и безопасности продукции применительно к условиям и режимам применения.

С точки зрения оценки соответствия наибольший интерес представляет раздел «Методы контроля», в котором устанавливаются приемы, способы, режимы контроля (испытаний, измерений, анализа) параметров, норм, требований и характеристик продукции, необходимость контроля которых предусмотрена в разделе «Правила приемки». Методы контроля должны быть объективными, максимально приближенными к условиям использования продукции, четко сформулированными, точными и обеспечивать последовательные и воспроизводимые результаты. Для каждого метода контроля, в зависимости от его специфики, должны быть установлены: методы отбора проб (образцов); оборудование, материалы и реактивы и др.; подготовка к контролю (испытанию, измерению, анализу); проведение контроля (испытания, измерения, анализа); обработка результатов.

Технические условия утверждаются руководителем организации, но область их применения охватывает не только изготовителя, обязанного гарантировать установленные в ТУ характеристики продукции, но и потребителя, – он должен правильно обращаться с продукцией, а также логистиков, которые должны обеспечить необходимые условия для сохранения продукции при транспортировке и хранении. Поскольку в договорах на поставку продукции дается ссылка на

конкретные ТУ, то все представленные в них требования к продукции, становятся обязательными для участников договора.

Отметим, что технические условия как стандарт организации (корпоративный стандарт) аналогичны зарубежным техническим спецификациям (Technical Specification – TS), которые разрабатываются изготовителем по согласованию с компанией-потребителем и применяются как неотъемлемая часть контракта на поставку продукции. Технические спецификации зачастую используют в качестве предварительных европейских стандартов. В течение трех лет TS проверяют в реальных производственных условиях, затем принимают решение придать TS статус евростандарта, продлить срок действия TS на следующие три года или отменить документ. Федеральный закон «О техническом регулировании» также предусматривает использование стандартов организаций в качестве основы для разработки проектов предварительного национального стандарта (статьи 16.2 и 17). Первым этапом на этом пути может быть регистрация ТУ в Системе ТЭКСЕРТ.

**Стандарты на материалы для технологических жидкостей.** Как уже отмечено выше, химическая продукция, используемая при производстве буровых работ, производится по техническим условиям и редко по международным и национальным стандартам. При этом продукция может соответствовать таким требованиям и, соответственно, может быть сертифицирована на соответствие им в Системе ТЭКСЕРТ. Применительно к химической продукции для промысловых жидкостей сертификация проводится на соответствие стандарту Международной организации по стандартизации ISO 13500:2008 Petroleum and natural gas industries – Drilling fluid materials – Specifications and tests. Стандарт устанавливает требования к свойствам и методикам испытаний таких материалов, как барит, гематит, бентонит, необработанный бентонит, бентонит марки ОСМА, аттапульгит, сепиолит, карбоксиметилцеллюлоза низкой вязкости технического сорта (СМС-LVT), карбоксиметилцеллюлоза высокой вязкости технического сорта (СМС-HVT), крахмал, полианионная целлюлоза низкой вязкости (РАС-LV), полианионная целлюлоза высокой вязкости (РАС-HV), ксантановая смола.

Его аналогом является национальный стандарт ГОСТ Р 56946-2016 Нефтяная и газовая промышленность. Материалы буровых растворов. Технические условия и испытания». Стандарт модифицирован, в приложении ДЕ к стандарту приведен перечень технических отклонений от ISO 13500:2008.

**Паспорт безопасности химической продукции.** В комплект сопроводительных документов при поставке продукции должен включаться Паспорт безопасности химической продукции – информационный документ, аккумулирующий и обобщающий всю имеющуюся информацию по ее безопасному обращению. Основные требования к построению, содержанию, изложению и оформлению включаемой в паспорт безопасности информации установлены стандартом ГОСТ 30333-2007 Паспорт безопасности химической продукции. Общие требования. Данный стандарт соответствует системе СГС и является аналогом международного документа производителя химической продукции – Material Safety Data Sheet (MSDS).

Структура паспорта безопасности соответствует рекомендациям Руководства по подготовке паспортов безопасности, являющегося Приложением 4 системы СГС. Паспорт безопасности должен содержать следующие разделы: 1) Идентификация химической продукции и сведения о производителе или поставщике; 2) Идентификация опасности (опасностей); 3) Состав (информация о компонентах); 4)

Меры первой помощи; 5) Меры и средства обеспечения пожаровзрывобезопасности; 6) Меры по предотвращению и ликвидации аварийных и чрезвычайных ситуаций и их последствий; 7) Правила хранения химической продукции и обращения с ней при погрузочно-разгрузочных работах; 8) Средства контроля за опасным воздействием и средства индивидуальной защиты; 9) Физико-химические свойства; 10) Стабильность и реакционная способность; 11) Информация о токсичности; 12) Информация о воздействии на окружающую среду; 13) Рекомендации по удалению отходов (остатков); 14) Информация при перевозках (транспортировании); 15) Информация о национальном и международном законодательстве; 16) Дополнительная информация.

Наличие паспорта безопасности позволяет недропользователю и буровому подрядчику выполнить законодательные требования в области охраны труда, экологической и промышленной безопасности. Формально ГОСТ 30333-2007, как и другие документы по стандартизации, согласно статье 2 ФЗ «О стандартизации в Российской Федерации» применяется на добровольной основе. Однако, требование наличия Паспорта безопасности химической продукции, включенное в договор поставки, делает обязательным его предоставление потребителю продукции. Предоставление потребителю паспорта безопасности будет обязательным после вступления в силу технического регламента [4].

**Заключение.** Наличие в сопроводительной документации на поставку химической продукции качественно разработанных технических условий, паспорта безопасности и сертификата соответствия Системы добровольной сертификации топливно-энергетического комплекса свидетельствует о соответствии ее установленным требованиям и способствует повышению качества и безопасности производства буровых работ, а включение продукции в Реестр продукции, рекомендованной для применения в топливно-энергетическом комплексе (<http://www.gubkin.ru/Наука/> Система ТЭКСЕРТ повышает ее конкурентоспособность.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Зажигалкин А.В. Нормативно-правовое обеспечение химической безопасности в РФ // Методы оценки соответствия. – 2011. – № 3. – С. 8-11.
2. Кловач Е.В., Селезнёв Г.М., Сулимов А.Ю. Взаимосвязь классификации химических веществ и критериев отнесения объектов к категории опасных производственных объектов// Безопасность труда в промышленности. – 2022. – № 10. – С. 27-32.
3. Перспективы развития государственного регулирования обращения химических веществ и их смесей / Цыб С.А., Скобелев Д.О., Орлов А.Ю., Филаткин П.В., Чистяков А.Г., Муратова Н.М. // Химическая безопасность. – 2018. – Т. 2. – № 1. – С. 5-21.
4. Технический регламент ЕАЭС «О безопасности химической продукции» (ТР ЕАЭС 041/2017).
5. Приказ Ростехнадзора от 15.12.2020 № 534 (ред. от 19.01.2022) «Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».
6. Постановление Правительства РФ от 23.12.2021 № 2425 «Об утверждении единого перечня продукции, подлежащей обязательной сертификации, и единого перечня

- продукции, подлежащей декларированию соответствия, внесении изменений в постановление Правительства Российской Федерации от 31 декабря 2020 г. № 2467 и признании утратившими силу некоторых актов Правительства Российской Федерации».
7. Балаба В.И. Экологические требования к промывочным жидкостям при бурении на море // Бурение и нефть. –2010. – № 2. – С. 54-58.
  8. Доровских И.В., Живаева В.В. Решение вопроса экологической безопасности на нефтяных и газовых месторождениях // Международный журнал экспериментального образования. – 2010. – № 9. – С. 134-136.
  9. Определения класса опасности дисперсионной среды промывочных жидкостей / Заворотный В.Л., Запорожская А.А., Стародубцева К.А., Капустина А.В., Богущая М.В. / В книге: Нефтепромысловая химия. Материалы IX Международной (XVII Всероссийской) научно-практической конференции. Москва, 2022. – С. 225-227.
  10. Светличная Т.В. О некоторых аспектах экологической безопасности буровых работ на дагестанском участке Каспийского моря // Нефть, газ и бизнес, 2004. – № 7. – С. 47
  11. Шалыгин Р.К. Пути совершенствования циркуляции промывочной жидкости в морском бурении // Булатовские чтения. – 2021. – Т. 1. – С. 411-412.
  12. Зинченко О.Д. Подтверждение соответствия качества химической продукции в Системе добровольной сертификации топливно-энергетического комплекса // Управление качеством в нефтегазовом комплексе, 2012. – № 3. – С. 23-26.
  13. ГОСТ Р 1.3-2018 Стандартизация в Российской Федерации. Технические условия на продукцию. Общие требования к содержанию, оформлению, обозначению и обновлению.

## **ИЗ ОПЫТА ПРОВЕДЕНИЯ ХРОНОМЕТРАЖНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ В НЕФТЕТРАНСПОРТНЫХ ОРГАНИЗАЦИЯХ**

*А.Р. Бахтизина, С.А. Кесаев, С.В. Малинин*

*ООО «НИИ Транснефть»  
Россия, г. Москва*

**Аннотация.** Рассмотрен опыт применения методов изучения затрат рабочего времени в целях разработки сборников нормативов трудозатрат. Выявлены положительные и отрицательные особенности применения хронометражных исследований для получения исходных данных. Даются рекомендации по совершенствованию качества разработки сборников нормативов трудозатрат с помощью аналитически-исследовательского метода (на основе хронометражных исследований).

**Ключевые слова:** хронометражные исследования; аналитически-исследовательский метод; памятка хронометражиста; методика разработки нормативов трудозатрат; комплекс автоматизированных шаблонов хронометражных исследований.

Хронометражные исследования проводились с целью сбора данных для разработки отраслевых сборников нормативов трудозатрат при выполнении технического обслуживания и текущего ремонта основного технологического оборудования различных видов.

Выполнение более 3000 хронометражных измерений на объектах организаций системы «Транснефть» позволило сформировать значимую базу исходных данных, а также накопить практический опыт применения аналитически-исследовательского метода нормирования в целях разработки нормативов трудозатрат.

Качество разрабатываемых сборников нормативов трудозатрат в значительной степени определяется качеством проводимых хронометражных исследований или необходимой и достаточной точностью, объективностью полученных исходных данных.

В основу обеспечения качества хронометражных исследований были положены:

- 1) инструментальное обеспечение: методика разработки нормативов трудозатрат, комплекты типовых технологических карт, комплекс автоматизированных шаблонов хронометражных исследований;
- 2) организационно-управленческое обеспечение: подготовленные наблюдатели-хронометражисты, памятка хронометражиста.

Утвержденная методика разработки нормативов трудозатрат является руководящим документом по планированию, организации проведения, обработке, анализу данных наблюдений, а также расчету норм и проектированию сборников нормативов трудозатрат.

Типовые технологические карты выступают основополагающим документом, закрепляющим состав и последовательность выполнения технологических операций, и определяют организационно-технические факторы выполнения работ, которые являются основой для разработки нормативов трудозатрат.

Комплекс автоматизированных шаблонов хронометражных исследований – автоматизирует формирование хронометражных рядов, их обработку, выгрузку нормализованных данных в разделы аналитических расчетов актов хронометражных наблюдений по категориям работников, формирует сводные таблицы для включения в разделы сборников нормативов трудозатрат. Состоит из шаблона полевого хронометражного наблюдения, шаблона акта хронометражного наблюдения, шаблона нормализации данных хронометражных наблюдений, отчетных форм. Автоматизированный комплекс шаблонов хронометражных исследований применяется в целях снижения доли ручных рутинных операций при подготовке, заполнении и обработке данных полевых измерений, анализе, расчетах и формировании макетов нормативных таблиц и как следствие сокращения общей трудоемкости разработки сборников.

Памятка хронометражиста является детализированной инструкцией по подготовке и выполнению хронометражных исследований, действий наблюдателя-хронометражиста при организационных несоответствиях на объектах наблюдения, записи и хранении материалов наблюдений и др. Дает возможность с меньшими затратами времени освоить порядок и методику выполнения хронометражного исследования для новичков, является необходимым документом-помощником для уже опытных хронометражистов.

Проводимая в процессе хронометражных исследований видеосъемка позволила сформировать базу видеоматериалов, которые использовались:

- как способ фиксации данных полевых наблюдений с последующим их переносом в акт хронометражного наблюдения;
- как способ получения дополнительной информации, необходимой при обработке и анализе затрат рабочего времени;
- как способ уточнения (контроля) продолжительности отдельных операций;
- как доказательная база выполнения работ и проведения полевых измерений на объектах.

Выполненные объемы работ по хронометражным исследованиям и проектированию сборников нормативов трудозатрат позволили выделить основные направления совершенствования инструментального и организационно-управленческого обеспечения данных работ.

Методика разработки нормативов трудозатрат требует проведения актуализации в части:

- правил нормализации данных полевых измерений;
- классификации причин невыполнения отдельных операций,
- классификации причин дополнительных затрат рабочего времени при выполнении основных операций, а также методики их учета;
- детализированного порядка проведения видеofиксации с учетом динамичности событий на рабочих местах;
- порядка учета численности бригады, занятой выполнением работ;
- оптимизации численности исполнителей при выполнении конкретной операции;
- порядка измерения и учет затрат рабочего времени на операции, выполняемые при необходимости или по результатам дефектовки;
- порядка измерения и учета затрат рабочего времени на операции при наличии отличительных конструктивных особенностей обслуживаемого оборудования;
- порядка учета перекрываемого времени.

Типовые технологические карты следует доработать посредством:

- выделения операций, выполняемых ИТР, рабочими, оперативным персоналом;
- раздельного учета трудозатрат по каждой категории работников, разработки структуры и разделов технологических карт с точки зрения возможности определения:

- 1) общих трудозатрат на выполнение работ;
- 2) общей продолжительности выполнения;
- 3) трудозатрат рабочих-исполнителей основных работ;
- 4) трудозатрат работников, выполняющих оперативные функции;
- 5) трудозатрат ИТР;

- повышения уровня технологичности (формирования состава операций в строгом соответствии с последовательностью их выполнения).

Комплекс автоматизированных шаблонов, исходя из общих системных недостатков таблиц excel, следует совершенствовать в направлении:

- разработки комплекса автоматизированных шаблонов на основе специализированного программного обеспечения;
- доработки функционала с целью улучшения удобства пользования, добавления инструментов проверки корректности заполнения;
- автоматизации процесса переноса данных полевых измерений в аналитические таблицы;
- применения облачного сервера в целях использования шаблонов на разных устройствах разными пользователями одновременно.

Таким образом, совершенствование применения аналитически-исследовательского метода нормирования в целях разработки нормативов трудозатрат в организациях системы «Транснефть» должно осуществляться посредством совершенствования инструментального и организационно-управленческого обеспечения, где особое внимание следует уделять автоматизации проведения, сбора, обработки и анализа данных хронометражных исследований. Автоматизация хронометражных исследований позволит:

- отслеживать фактические затраты по обслуживанию оборудования в режиме реального времени;
- детализировать причины простоев оборудования, работников;
- провести сравнение отклонений от первичных (эталонных) замеров трудозатрат;
- персонализировать характеристики, провести анализ трудозатрат конкретного работника;
- разработать в перспективе интерактивную систему проведения хронометражных измерений на основе удаленного доступа;
- идентифицировать владельца процесса (ответственного за проведение измерений работника);
- формировать, хранить и поддерживать в актуальном состоянии базу данных: акты хронометражных наблюдений, видеоматериалы;
- провести мониторинг всех операций для оптимального определения трудозатрат на конкретную операцию.

## **СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ**

1. Бахтизина А.Р., Малинин С.В., Старцев Г.Н. Методы нормирования труда в системе координат современного производства. Вестник УГНТУ. – №3 (17). – 2016.
2. Беляев В.И. Нормирование труда и исследование затрат рабочего времени: забытые категории экономической науки // Вестник Томского государственного университета. Экономика. – 2019. – № 45. – С. 19.
3. Одегов Ю.Г., Малинин С.В. Хронометраж и фотография рабочего времени: теория, методика и практика // Нормирование и оплата труда в промышленности. – 2017. – №7.
4. Лямкин И.В., Костяшина А.А. Современные подходы к моделированию интеллектуальных систем управления. Часть 1. От аналоговых процессов к нейронному синтезу // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2021. – Т. 11. – №6. С.660-695.
5. Дикий Б.А., Мартыянов А.В., Стачев А.А. Применение метода корреляционно-регрессионного анализа при расчете нормативов численности персонала

- нефтеперекачивающих ОСТ. // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – №4(16). – 2014. С. 108-113.
6. Лямкин И.В. Цифровые технологии в системе профессиональных квалификаций: компетентностно-ориентированный подход // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2019. - №5. – С. 576.
7. Одегов Ю.Г., Галиахметов Р.А., С.В. Малинин, Бабынина Л.С., Федоров Ю.В., Галиахметова М.Р., Фоминых Р.Л. Нормирование труда: от теории к практике применения на современном предприятии. Ижевск: Изд-во ИжГТУ имени М.Т. Калашникова, 2016.

УДК 662.276

## РАЗРАБОТКА СПОСОБА ИЗМЕРЕНИЯ ДЕБИТА НЕФТИ ОТДЕЛЬНЫХ ПЛАСТОВ СКВАЖИНЫ ПРИ МНОГОПЛАСТОВОЙ ДОБЫЧЕ

*А.Н. Гиниятова, Н.Ю. Хохлова*

*СамГТУ, Самара, Российская Федерация, alinkagini@mail.ru*

**Аннотация:** авторами проведена разработка технологий измерения дебита нефти отдельных пластов скважины при многопластовой добыче на Подъем-Михайловском месторождении в Средневолжской области.

**Ключевые слова:** дебит, нефть, многопластовая добыча.

На сегодняшний период чаще всего, в пластах нефти содержится зачастую не одинаковый показатель нефти. Это является одной из ключевых проблем.

Поскольку, первым фактором является – неоднородность в пластах, приводящих к тому, что существенно уменьшается показатель нефтеотдачи объекта. А с другой – отмечается в значительной степени ухудшение условий выработки коллекторов, что влечет за собой малопродуктивную характеристику. Данные факторы ведут к тому, что значительной степени уменьшаются технико-экономические показатели в области разработки объектов нефтяных месторождений.

Работа добывающих скважин в процессе разработки месторождений характеризуется их дебитами по нефти, газу и воде; равномерностью подачи (или пульсирующим режимом); темпом обводненности нефти и повышением газовых факторов по отдельным скважинам [1].

Важно, что замер количества нефти, газа и воды по отдельным скважинам промышляющего фонда имеет важное значение, как для техники и технологии сбора и подготовки скважинной продукции, так и для анализа контроля и регулирования за процессом разработки месторождения.



Обеспечение раздельного учета добываемой продукции, при эксплуатации двух и более нефтяных пластов является задачей данной работы так как увеличение производительности скважин, эксплуатирующихся на минимально-рентабельных дебитах Одновременно-раздельная эксплуатация (ОРЭ) пластов на многопластовых месторождениях – является одним из основных методов регулирования разработки. При разработке высоко- и низкопроницаемых пластов объекта рационально использовать его с применением ОРЭ, разделив на две части (высоко- и низкопроницаемые пласты).

Совместная нераздельная эксплуатация двух и более объектов связана с спектром трудностей и проблем: отсутствие депрессии на каждый пласт в отдельности, возникновение перетоков из одного пласта в другой из – за разных пластовых давлений, что ведет к отсутствию раздельного учета добываемой продукции и совместная нераздельная эксплуатация двух и более объектов связана с целым рядом трудностей и проблем: отсутствие депрессии на каждый пласт в совокупности влечет за собой возникновение перетоков из одного пласта в другой вследствие различных пластовых давлений, что ведет к отсутствию раздельного учета добываемой продукции и потере дебита скважины, невозможность эксплуатации из-за несовместимых свойств пластовых флюидов [2]. Для того, чтобы ввести в разработку объекты, на Подъем-Михайловском месторождении в Средневолжской области необходимо использовать высокоэффективные методы. Наиболее эффективным методом, является именно введение одновременно-раздельной разработки [3]. Стоит отметить, что для работы на территории Приволжского федерального округа, необходимо применить конструкции, предполагающие использование одного насоса другими словами использовать инструмент ОРЭ, кроме того, конструкция должна обладать разобщающие пакеры и запорные устройства.

На практике применяются два основных типа компоновок: однолифтовые и двухлифтовые по конструкции, представляющие собой одну или несколько колонн насосно-компрессорных труб (НКТ). Стоит не забывать, что существуют системы с одним или двумя способами механизированной добычи с электроцентробежными насосами (ЭЦН) и штанговыми насосами (ШГН). Существует два ключевых вида конфигураций системы ОРЭ с несколькими колоннами: концентрические и параллельные [1]. Широкою огласку в настоящее время получили такие схемы: «фонтан-фонтан», «фонтан-насос», «насос-насос», «газлифт-газлифт», «нагнетание-нагнетание», «нагнетание-отбор» [3].

Вопрос определения индивидуальных параметров пластов всегда будет актуален так как существует огромное разнообразие технологических решений, но к сожалению не все компоновки подходят для того чтобы проводить необходимые по регламенту РД 153-39.0-109-01 исследования, описывающие параметры притока и выработки из пластов самостоятельно.

Следует отметить, что информативность исследований напрямую зависит от схемы заканчивания скважины (вид компоновки ОРЭ).

Пример осуществления способа:

1. Перед тем как опустить по насосно-компрессорным трубам в добывающую скважину необходимо провести измерение гидрофоном, соединенным с регистрирующей аппаратурой.

2. Важно осуществить спуск на насосно-компрессорных трубах в стендовую скважину ЭЦН.

3. Необходимо произвести измерение в стендовой скважине гидрофоном, совмещенным с регистрирующей аппаратурой, звуковые волны с амплитудно-частотным спектром, состоящими из амплитудно-частотного спектра, генерируемого корпусом ЭЦН, генерируемого лопастями рабочих колес электроцентробежного насоса.

4. Необходимо произвести в стендовой скважине внутри насосно-компрессорных труб над электроцентробежным насосом, как минимум одного четвертьволнового резонатора.

5. В насосно-компрессорных трубах над четвертьволновыми резонаторами через лубрикатор на кабеле гидрофона.

6. Далее следует размещение на устье стендовой скважины регистрирующей аппаратуры, соединенной с гидрофонами.

7. Производят измерение в стендовой скважине гидрофоном, соединенным с регистрирующей аппаратурой, амплитудно-частотного спектра звуковых волн.

8. Последним этапом производят прием гидрофоном и осуществление измерений регистрирующей аппаратурой дебита отдельных пластов, амплитудно-частотным спектрам звуковых волн, генерируемых отдельными нефтяными пластами.

Таким образом, прием частотного спектра и звуковых волн, генерируемого перфорационными отверстиями нефтяного пласта П1 и П2 с меняющейся амплитудой по частотному спектру из-за изменения параметров нефтегазодонающей смеси (в частности, газового фактора, давления, обводненности и др. параметров).

Из вышесказанного можно сделать вывод, что данный способ контроля дебита пластов скважины при многопластовой добыче практически является аналогом спектральной скважинной шумомерией. В общем случае спектральная скважинная шумомерия направлена на установления технического состояния скважины и ее эксплуатационных параметров.

Способ контроля дебита отдельных пластов скважины при многопластовой добыче по амплитудно-частотным характеристикам шумов пластов является перспективной энергосберегающей технологией, которая может позволить определить дебит нескольких продуктивных пластов нефтяных скважин и может повлиять на снижение затрат нефтяных компаний без значительных капиталовложений. С помощью данного способа возможно определение эффективно работающие зонты пласта, а также определить оптимальные режимы работы скважин, что позволит значительно повысить эффективность добычи продукции.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Г.С. Абрамов., А.В. Барычев Практическая расходометрия в нефтяной промышленности. –М.: ОАО «ВНИИОНГ», 2002.-460с.
2. Пат. RU 1823995, кл. G01 F1/00. Способ измерения дебита нефти в двухфазном потоке смеси нефти и газа. / Кузоваткин Р.И., Савиных Ю.А., (Россия) Заявлено 19.04.1991.
3. Р.И. Медведевский, А.А. Севастьянов Оценка извлекаемых запасов нефти и прогноз уровней добычи по промысловым данным. – Санкт-Петербург: Недра, 2004.-211с

## РАЗРАБОТКА СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ РЕМОНТАМИ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ

DEVELOPMENT OF AN OIL TRUNK PIPELINE REPAIR MANAGEMENT  
SYSTEM

*О.В. Томазова, П.К. Цых*

*Tomazova Olesya Vladimirovna, Tsykh Pavel Konstantinovich*

*Самарский государственный технический университет, Россия, г. Самара  
Samara State Technical University, Russia, Samara*

*E-mail: ovtom@mail.ru, pavel020399@rambler.ru*

**Аннотация:** в статье рассмотрены вопросы системы управления ремонтами магистральных нефтепроводов. Проведен анализ факторов, оказывающих существенное влияние на планирование ремонтов. Рассмотрены встречающиеся виды дефектов, а также методы их устранения. Разработана система по увеличению эффективности и снижению затрат на ремонт в долгосрочной перспективе.

**Ключевые слова:** магистральный нефтепровод, система, ремонт, вырезка, планирование, эффективность.

**Annotation:** the article is devoted to the issues of the management system for repairs of trunk oil pipelines. Analysis of repair planning. The repair management system and factors influencing planning are considered. The types of defects, as well as methods of their repair are considered. A system has been developed to increase efficiency and reduce repair costs in the long term.

**Keywords:** oil trunk pipeline, system, repair, cutting, planning, efficiency.

Расположение мест добычи нефти в РФ выводит транспортные системы на один из самых важнейших этапов в нефтегазовом деле. Для обеспечения своевременных и равномерных поставок, а также для бесперебойной работы предприятий в РФ и других странах, необходимо выполнять транспорт нефтепродуктов практически безостановочно при низких экономических затратах.

По причине роста потребности в транспорте нефти и нефтепродуктов до мест его переработки увеличивается необходимость более оптимального и эффективного использования транспортных систем.

В 2022 году является актуальным вопрос повышения надежности и сокращения времени остановок нефтепровода.

Объемы и спрос на перекачку нефти растут, увеличивается протяженность нефтепроводов. В связи с этим необходимо учитывать, что все трубопроводы имеют свой срок предельной эксплуатации и большинство были построены до 1970 года. В связи с этим риск возникновения аварий, а также образование дефектов и несанкционированных врезок возрастает.

Исходя из вышеизложенного возникает необходимость в разработке системы управления ремонтами магистральных нефтепроводов, для сокращения затрат, остановок нефтепроводов и обеспечения более безопасной перекачки.

### **СУЩЕСТВУЮЩАЯ СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ РЕМОНТАМИ**

На данный момент времени планирование работ происходит по такой схеме:

1. Производится пуск диагностических скребков с помощью КППСОД 1 раз в 3-6 лет.
2. Специалистами АО «Транснефть-Диаскан» производится анализ полученных данных, на основе которых они формируют отчет о выявленных дефектах, предельных сроках и методах ремонта.
3. Специалисты ЛНК выезжают на вновь выявленные приварные элементы для проведения дефектоскопического контроля, с целью определения типа дефекта и исключения несанкционированной врезки.
4. Инженерами отдела эксплуатации на основании выше упомянутого отчета производится планирование работ по устранению дефектов.
5. Разрабатывается ППР и производится вырезка дефекта с монтажом новой секции МН.

Проблематика данной системы заключается в недолгосрочном планировании производства работ. Вырезка производится в соответствии с назанченной датой предельной эксплуатации дефекта.

К примеру, на МН обнаруживают дефекты на соседствующих секция с датой вырезки 2023, 2024, 2027г. На основе этих данных планируется 3 работы по вырезке дефектов на 2023, 2024 и 2027 год, соответственно это 3 остановки нефтепровода на ближайшее время что суммарно приводит к 216 часам простоя нефтепровода. А также возникает риск аварийной ситуации в случае неверного расчета предельной эксплуатации дефекта.

Существуют методы ремонта позволяющие продлить время предельной эксплуатации без остоновки МН, но не исключющие дальнейшую вырезку дефекта.

### **РАЗРАБОТАННАЯ СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ РЕМОНТАМИ**

Целью данной системы является более долгосрочное планирование ремонтов МН, для снижения аварийности и увеличение эффективности перекачки.

Основные базовые этапы разработанной системы остаются неизменными:

1. Производится пуск диагностических скребков с помощью КППСОД 1 раз в 3-6 лет.

2. Специалистами АО «Транснефть-Диаскан» производится анализ полученных данных, на основе которых они формируют отчет о выявленных дефектах, предельных сроках и методах ремонта.

3. Специалисты ЛНК выезжают на вновь выявленные приварные элементы для проведения дефектоскопического контроля, с целью определения типа дефекта и исключения несанкционированной врезки.

4. Инженерами отдела эксплуатации на основании выше упомянутого отчета производится планирование по работ по устранению дефектов.

5. Разрабатывается ППР и производится вырезка дефекта с монтажом новой секции МН.

Но в разработанной новой системе управления ремонтами предполагается заблаговременная вырезка соседствующих дефектов с разницей предельных сроков эксплуатации до 5 лет.

На долгосрочную перспективу данный метод позволит нам снизить количество и время остановок МН, а также обеспечить безопасную эксплуатацию.

### **РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ**

За 1 час простоя нефтепровода транспортная компания теряет в объеме перекачки порядка 4600 тонн нефти, при стоимости затрат на перекачку одной тонны нефти от ЛПДС «Самара» до ПСП «Сызранский» 17,7921р/т. За среднее время простоя МН от остановки до пуска при производстве работ возьмем 72 часа.

### **Ставки тарифов на услуги ПАО "Транснефть" по перекачке нефти по системе магистральных трубопроводов**

№ п/п	Наименование организаций	Ставка тарифа, руб. за тонну (без НДС)
1	АО "Транснефть - Сибирь"	10,9140
2	АО "Транснефть - Центральная Сибирь"	11,7055
3	АО "Транснефть - Западная Сибирь"	13,6293
4	ООО "Транснефть - Восток"	19,6160
5	ООО "Транснефть - Дальний Восток"	19,6160
6	АО "Транснефть - Урал"	17,0491
7	АО "Транснефть - Прикамье"	18,9465
8	АО "Транснефть - Верхняя Волга"	22,6075
9	АО "Транснефть - Приволга"	17,7921
10	АО "Транснефть - Дружба"	20,6164
11	АО "Черномортранснефть"	28,3865
12	АО "Транснефть - Север"	35,3344
13	ООО "Транснефть - Балтика"	20,6472

Примечание: ставки тарифов являются предельными минимальными в случае оказания услуг по перекачке нефти по магистральным трубопроводам организациями ПАО "Транснефть" внутри группы лиц, указанных в настоящем приложении.

Объем неперекачанной нефти при производстве плановых ремонтных работ на МН = 4600т. х 72 ч.= 331200 тонн нефти

Убыток от простоя за час = 4600т. х 17,7921руб.= 81,843 тыс.р.

Убыток от простоя на время производства работ = 72ч. х 81,843тыс.р. = 5892,74 тыс.р.

Убыток от простоя на время производства работ в течении 5 лет = 72ч. х 81,843тыс.р. х 5 = 29463,7 тыс.р.

Соответственно, при объединении остановок и долгосрочном планировании ремонтов получается сократить убытки по остановке одного нефтепровода на 23,571 млн.руб.. При объеме нефтепроводов в Самарском РНУ АО «Траснефть-Приволга» равным 8 нефтепроводам (без учета резервных ниток и обводных нефтепроводов), сумма сокращения убытка составит 188,568 млн.руб..

### **ВНЕДРЕНИЕ ДАННОЙ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ РЕМОНТАМИ**

Для внедрения данной системы нет необходимости в переобучении и повышении квалификации персонала. Система легко интегрируется в существующую модель работы предприятия, что является значительным преимуществом.

Также данный метод позволит снизить нагрузку на рабочий и управляющий персонал в течении 5 лет с момента ввода, что в свое время позволит повысить эффективность работы.

### **СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:**

1. ВСН 012-88. Строительство магистральных и промысловых трубопроводов, часть I,II. Контроль качества и приемки работ. [Текст]. – Введ. 1989-06-01 -М: Изд-во стандартов, 1989.- 44 с.
2. РД 153-39.4-114-01. Правила ликвидации аварий и повреждений на МН. [Текст]. – Введ. 2002-02-20 -М: Изд-во стандартов, 2002.- 64 с
3. ПНАЭ Г-7-002-86: Нормы расчета на прочность оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок. [Текст]. – Введ. 1987-07-01 -М: Энергоатомиздат, 1989.-413 с.
4. Бражников М.А., Хорина И.В. Селиванова Р.А. Методы принятия управленческих решений и моделирование промышленного производства: Учебное пособие. – Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2012. – с. 100

# СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ РЕЖИМА БУРЕНИЯ, ЗА СЧЁТ ВНЕДРЕНИЯ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ АЛГОРИТМОВ

*М.В. Власов, В.И. Никитин, В.В. Живаева*

*Самарский государственный технический университет, кафедра «Бурение  
нефтяных и газовых скважин» г. Самара, Россия  
maxvlasov92@mail.ru, nikitinv@list.ru, bngssamgtu@mail.ru*

Аннотация: целью данной статьи является, изучение новой современной технологии бурения скважин, с применением передовой разработки автоматизации бурения. Внедрение современной технологии производства, положительно влияет на процесс, строительства скважин, обеспечивая при этом, постоянный режим бурения, за счёт заданных параметров, а система интеграции интеллектуальных алгоритмов, позволяет обеспечивать контроль и управление разных режимов бурения.

Ключевые слова: режим бурения, автоматизация, скорость проходки, информационно-измерительной системы, проработка.

Современный технологический процесс проводки скважины, требует постоянного совершенствования и модернизации технологии и оборудования. В целом, для страны, быстрее бурить и осваивать новые скважины, является основным и приоритетным направлением. Одной из передовой разработки, является совершенствование режима бурения, за счёт внедрения интеллектуальных алгоритмов.

Повышение эффективности технологического процесса, бурения скважин и уровня производственной безопасности, путем модернизации буровой установки, с применением передовых механизмов и интеллектуальных алгоритмов.

В таблице 1, представлены основные задачи и пути реализации совершенствования режима бурения [1].

**Таблица 1. - Основные задачи и пути реализации совершенствования режима бурения**

	<b>Задачи</b>		<b>Пути реализации</b>
1	Повышение механической скорости бурения	1	Увеличение уровня автоматизации производства
2	Повышение скорости наращивания БИ	2	Цифровизация процессов
3	Повышение скорости СПО	3	Повышение надежности бурового оборудования, снижение НПВ
4	Минимизация непроизводительного времени	4	Аналитика накопленных данных
5	Сокращение взаимодействия персонала с факторами опасности		

На рисунке 1, представлены элементы системы совершенствования режима бурения.



Рисунок 1. - Элементы системы совершенствования режима бурения

### Автоматическое бурение по заданным параметрам

Программно-аппаратный комплекс с функцией АПД, предназначен, для автоматизации процесса бурения и может работать в следующих режимах:

- поддержание скорости подачи долота;
- поддержание нагрузки на долото;
- поддержание перепада давления;
- поддержание крутящего момента, на инструменте.

В зависимости от выбранного режима, система автоматически поддерживает заданный параметр бурения (скорость подачи, нагрузку на долото, перепад давления, крутящий момент, на инструменте).

Также система отслеживает такие параметры, как положение крюкоблока, вес на крюке, давление в манифольде и при достижении предельных значений, производит остановку подачи, с выдачей аварийной сигнализации.

#### Эффект:

- Увеличение механической скорости бурения до 25 %.

### Автоматизация спуско-подъёмных операций

Программно-аппаратный комплекс АПД, с дополнительным функционалом спуско-подъёмных операций, для автоматизации процесса СПО и может работать в следующих режимах:

- поддержание скорости СПО, на спуск;
- поддержание скорости СПО, на подъем.

В зависимости от выбранного режима система автоматически поддерживает заданный параметр СПО, а также система отслеживает такие параметры, как



положение крюкоблока и вес на крюке, и при достижении предельных значений производит остановку подачи, с выдачей аварийной сигнализации.

**Эффект:**

- Увеличение скорости СПО от 20 до 40 %.

### **Автоматизация верхнего силового привода**

Программно-аппаратный комплекс предназначен, для автоматизации функционала ВСП, при наклонно-направленном бурении. На текущий момент, система сконфигурирована, для следующих направлений, по оптимизации бурения:

- система осцилляции;
- система сокращения случаев «заклинки-проворота»;
- система доворота шпинделя ВСП.

Таким образом, система позволяет достичь, увеличения скорости проходки, с одновременным улучшением контроля отклонителя. Другим преимуществом данной системы является, более плавное распределение нагрузки на долото.

**Эффект:**

- Увеличение механической скорости бурения, в режиме направленного бурения до 30 %.

### **Система автоматизации бурения**

Программно-аппаратный комплекс состоящий из промышленного компьютера и основного блока процессора, позволяющий в автоматическом режиме проводить бурение без участия человека, используя заданный алгоритм основанный на программе бурения и данных поступающих с датчиков установленных на буровом оборудовании.

Обмен данными между модулями системы автобурения и ПК буровой установки позволяет оптимизировать скорость проходки.

**Эффект:**

- Увеличение механической скорости бурения от 20 до 40 %.

### **Интеллектуальный мониторинг работоспособности оборудования**

Программно-аппаратный комплекс для сбора, обработки и хранения данных, поступающих с оборудования для единого мониторинга всей производственной структуры предприятия. Система отображает текущий статус оборудования, позволяет анализировать его работу, оперативно реагировать на возможные неполадки и планировать проведение сервисного обслуживания.

Решение использует современные информационные технологии, средства доступа и обработки данных. Построено по модульному принципу и может быть расширено на неограниченное количество типов оборудования.

В решении используется технологии, позволяющие минимизировать передаваемые данные, за счёт размещения приложений непосредственно на уровне технологической сети.

**Эффект:**

- Снижение НПВ от 20 до 80 %.

На рисунке 2, представлена структурная схема.

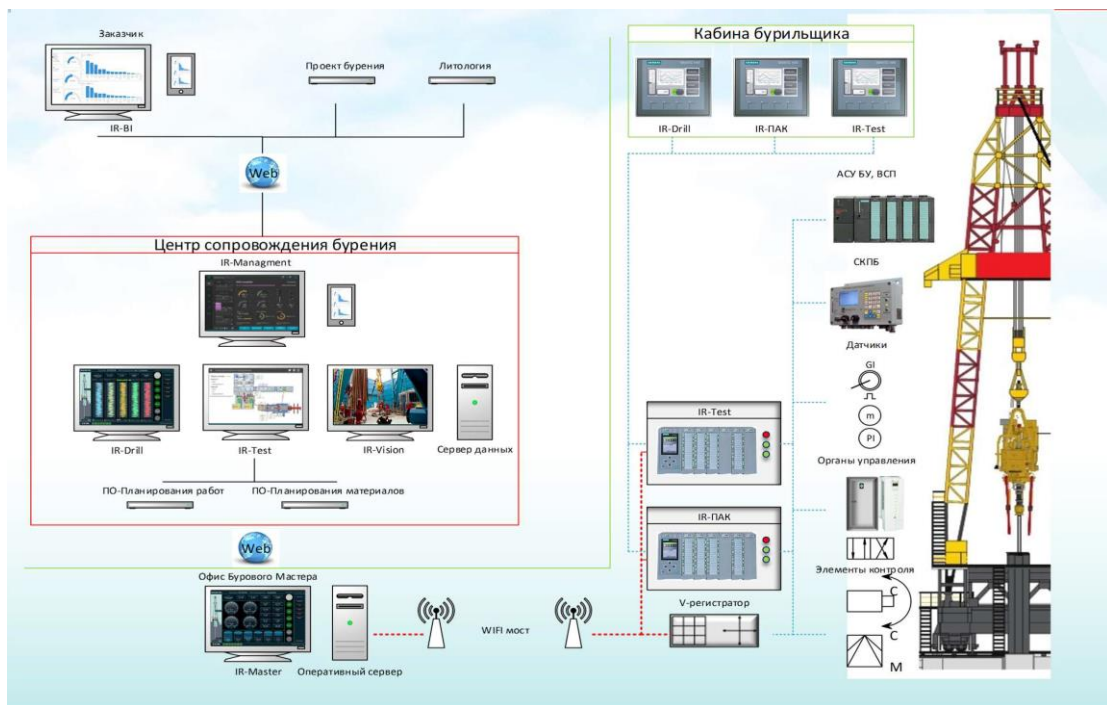


Рисунок 2. - Структурная схема

Набор технологических решений, информационно-измерительной системы, контроля процесса бурения IR-MASTER 2.0 направлен на:

1. Непрерывный контроль, мониторинг и управление процессом бурения для достижения максимальной эффективности.
2. Увеличение скорости проходки, для снижения сроков бурения скважин.
3. Визуализацию всех процессов, при строительстве скважин, для наглядности восприятия и быстрого принятия решений.
4. Повышение технологичности бурения и помощь персоналу БУ в организации работ, распределению и учету различных ресурсов.
5. Нивелирование человеческого фактора и автоматизация бурения.
6. Сигнализацию об отклонениях от заданных параметров бурения и предупреждение нежелательных ситуаций.
7. Снижение аварийности и НПВ.
8. Предупреждение и контроль осложнений.
9. Контроль состояния оборудования БУ с планированием ТО, ППР, анализом надежности и предупреждением неисправностей.
10. Архивирование всех событий и процессов, сохранение их в базе данных с возможностью просмотра и анализа исторической информации.
11. Создание автоматических отчетов в разрезе произведенных операций на БУ.

12. Информационно-измерительная система, контроля процесса бурения IR-MASTER 2.0, имеет встроенный веб-сервер, что позволяет производить мониторинг и управление, удаленно через обычный веб-браузер.

Информационно-измерительная система, контроля процесса бурения IR-MASTER 2.0 объединяет несколько интегрированных подсистем, каждая из которых выполняет свою задачу:

Непосредственно при проведении буровых работ, подсистема контроля параметров бурения, путем онлайн мониторинга поступающей информации и ГТИ графиков, визуализирует производственные процессы на буровой установке. Данная подсистема собирает данные по бурению, от всех источников информации на буровой установке (СКПБ, ГТИ, ННБ) с привязкой по времени, сохраняет их в базе данных и позволяет планировать, анализировать и контролировать проведение буровых работ, с целью оптимизации и предупреждения нештатных ситуаций и аварий. Выполняется автоматическое определение операций.

На рисунке 3, представлено меню и навигация информационно-измерительной системы, контроля процесса бурения IR-MASTER 2.0 [4].



Рисунок 3. - Меню и навигация информационно-измерительной системы, контроля процесса бурения IR-MASTER 2.0, 1 – область визуализации текущего процесса; 2 – конструкция скважины; 3 – геология скважины; 4 – блок «Лебёдка»; 5 - блок СВП; 6 – область осцилляции, АПД, тормозов лебёдки; 7 – область дополнительных параметров раствора; 8 – область параметров насосного оборудования; 9 – область емкостей бурового раствора; 10 – параметры бурового раствора; 11 – основные данные по объекту; 12 – наработка талевого каната; 13 – главное меню программы

Информационно-измерительная система контроля процесса бурения IR-ASSISTANT. Данное программное обеспечение является частью информационно-измерительной системы контроля процесса бурения, предназначено для сбора, хранения и обработки информации, поступающей с датчиков, расположенных на буровой. ПО обеспечивает в реальном времени осуществляет обработку

информации о технологических параметрах бурения, визуализацию в режиме реального времени информации на мониторе, в виде показателей и диаграмм, в зависимости, от выбранного региона, месторождения, кустовой площадки и номера скважины.

На рисунке 4, представлена структурная схема сбора и передачи данных на платформу IR-ASSISTANT [3].

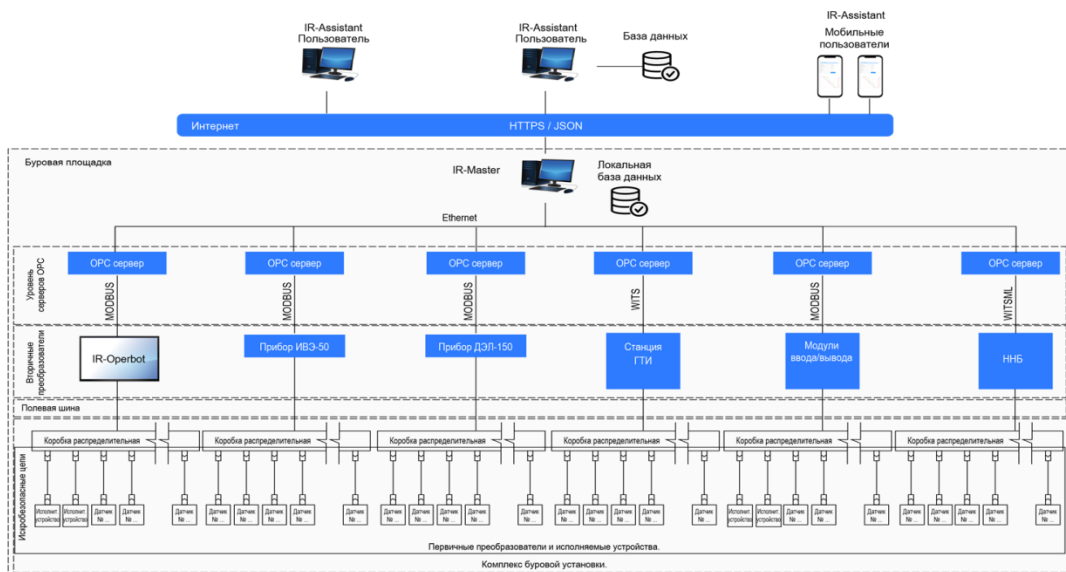


Рисунок 4. - Структурная схема сбора и передачи данных на платформу IR-ASSISTANT

На рисунке 5, представлен IR-ПАК, который установлен в кабине бурильщика.



Рисунок 5. - IR-ПАК

## Эффективность на практике, совершенствования режима бурения, за счёт внедрения интеллектуальных алгоритмов

Доказана на практике, эффективность применения, на объектах АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз».

Хотелось бы отметить, следующие преимущества, в результатах:

1. Работа в режиме осцилляции, увеличивает скорость проходки, в горизонтальном стволе.
2. Работа системы, улучшает пооперационную работу бригады.
3. Работа на системе в режиме проработки, обеспечивает выполнение основных требований к ней (проведение работ со скоростью, в 2 раза выше скорости бурения).
4. Определение эффективности бурения, в ручном режиме.

На рисунке 6, представлена эффективность на практике, совершенствования режима бурения [2].

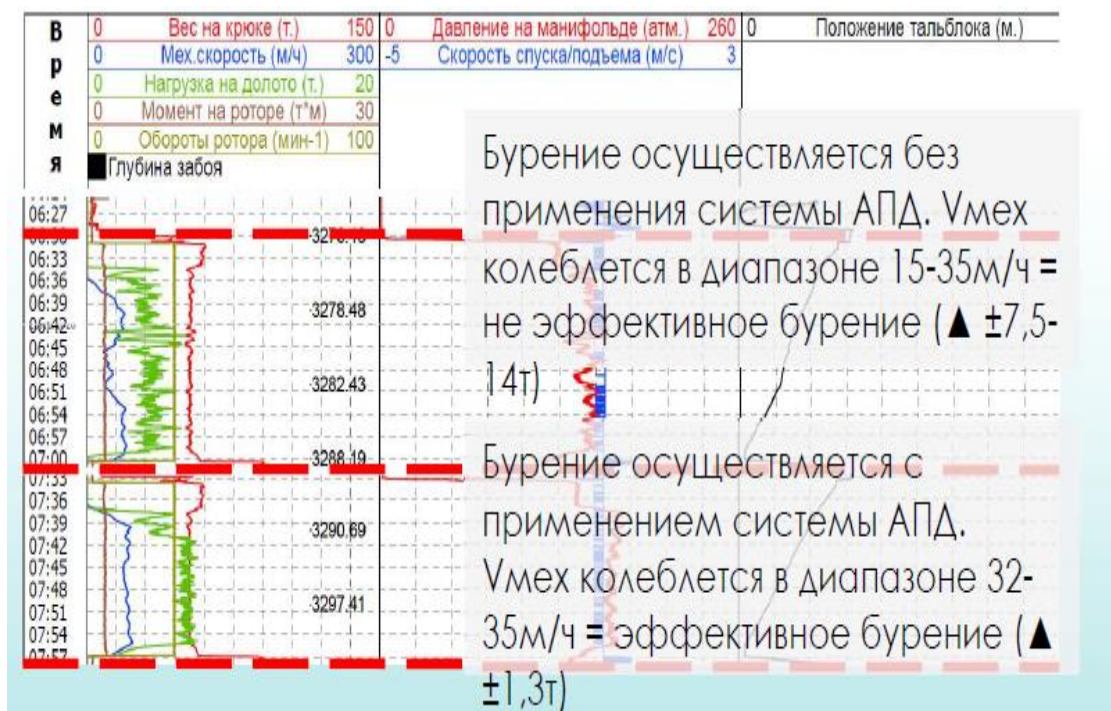


Рисунок 6. – Эффективность на практике, совершенствования режима бурения

### Заключение

Применение новой технологии, при строительстве скважин, способствует эффективному результату. Автоматизация процесса бурения, снижает риски, получения осложнений и аварий, а так же сокращает цикл строительства скважин.

Совершенствование режима бурения, за счёт внедрения интеллектуальных алгоритмов, показало свою эффективность, на практике [1],[2].

## ЛИТЕРАТУРА

1. Концепт-презентация «Интеллектуальное бурение» ООО «РигИнтел» – 2022.
2. Анализ бурения с применением IR-ПАК ООО «РигИнтел» – 2022.
3. Мануал информационно-измерительная система контроля процесса бурения IR-ASSISTANT ООО «РигИнтел» – 2021.
4. Мануал информационно-измерительная система контроля процесса бурения IR-MASTER 2.0 ООО «РигИнтел» – 2021.

### **ПРИМЕНЕНИЕ СИАЛАНТОВ В РЕЦЕПТУРЕ БУРОВОГО РАСТВОРА ДЛЯ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ ОСЛОЖНЕНИЙ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН, СПОСОБЫ КОНТРОЛЯ ИХ ЭФФЕКТИВНОСТИ**

***В.В. Живаева<sup>1</sup>, П.Ю. Спиридонов<sup>2</sup>***

***<sup>1</sup>кандидат технических наук, доцент; аспирант<sup>2</sup>,  
Институт нефтегазовых технологий, СамГТУ, Самара Россия***

***E-mail: bngssamgtu@mail.ru, spiridonov56pavel@yandex.ru***

В настоящее время бурение нефтяных и газовых, а так же иных технологических скважин, необходимых для извлечения полезных ископаемых, не снижает свои объемы в нефтегазовом секторе. Для качественного и наиболее экономически эффективного строительства скважин, стараются применять самые современные и действенные технологии. На рынке много компаний, которые предлагают услуги для нефтегазовой отрасли различного характера, в том числе сервисный сектор по инженерному сопровождению буровых растворов. Для предупреждения осложнений и безаварийной проводки скважины применяются различные рецептуры буровых растворов, которые состоят из ряда химических реагентов. Одними из таких реагентов являются сиаланты. Данный вид химических реагентов не имеет четкого стандарта для контроля их эффективности, поэтому сложно сказать какой сиалант среди большого разнообразия производителей на рынке наиболее результативный.

В данной работе рассматриваются компоненты, входящие в состав сиалантов. В исследовательской части рассматривается 24 различных сиаланта. Замеряются физико-химические свойства для определения влияния зависимости изменения параметров физико-химических свойств на эффективность работы сиалантов. Далее производится замер эффективности работы сиалантов в глинистой суспензии.

**Ключевые слова:** буровой раствор, салант, асфальтен, гильсонит, карболигносульфонат пековый, растворимость, фильтрация НТНР, фильтрация LTLP.

THE USE OF SIALANTS IN THE FORMULATION OF DRILLING MUD TO PREVENT COMPLICATIONS DURING THE CONSTRUCTION OF WELLS, WAYS TO CONTROL THEIR EFFECTIVENESS

Zhivaeva Vera Viktorovna – Candidate of Technical Sciences, Associate Professor of the Department "Drilling of oil and gas wells", e-mail: bngssamgtu@mail.ru

Pavel Yuryevich Spiridonov – postgraduate student of the Faculty of Petrotechnology, 1st year of the Department "Drilling of oil and gas wells", e-mail: spiridonov56pavel@yandex.ru

Institute of Oil and Gas Technologies, 10 Novo-Sadovaya str., Samara, 443100, Russia

Currently, drilling of oil and gas, as well as other technological wells necessary for the extraction of minerals, does not reduce its volumes in the oil and gas sector. For high-quality and most cost-effective construction of wells, they try to use the most modern and effective technologies. There are many companies on the market that offer services for the oil and gas industry of various types, including the service sector for engineering support of drilling fluids. To prevent complications and trouble-free wiring of the well, various formulations of drilling fluids will be used, which consist of a number of chemical reagents. One of these reagents are sialants. This type of chemical reagents does not have a clear standard for monitoring their effectiveness, so it is difficult to say which sialant is the most effective among a wide variety of manufacturers on the market.

In this paper, the components that make up the sialants are considered. In the research part, 24 different sialants are considered. Physico-chemical properties are measured to determine the effect of the dependence of changes in the parameters of physico-chemical properties on the efficiency of the sialants. Next, the effectiveness of the sialants in a clay suspension is measured.

Keywords: drilling mud, sialant, asphaltene, gilsonite, pitch carbolignosulfonate, solubility, НТНР filtration, LTLP filtration.

Большая часть осложнений при бурении скважин связана с нарушением целостности стенок скважины, возникающая в результате осыпей, обвалов неустойчивых горных пород, сужения ствола скважины и т.д. Данные осложнения могут привести к увеличению времени строительства, увеличению стоимости

скважины, в том числе в связи с ликвидацией данных осложнений и полной потери ствола скважины.

Одним из методов предупреждения данных осложнений является применение качественных буровых промывочных жидкостей, нацеленных на снижение появления данных осложнений. Учитывая выше изложенное, актуальным является разработка и использование эффективных компонентов для приготовления буровых растворов, направленных на поддержание целостности стенок скважины и безаварийной проводки скважины. Во многих регионах при бурении скважин с целью предотвращения дестабилизации пород склонных к обвалообразованию, в различных рецептурах буровых растворов сервисными компаниями по инженерно-технологическому сопровождению буровых растворов широко применяются сиаланты (микрокольматанты), относящиеся к классу асфальтенов, битумов, гильсонитов и прочих смол для снижения проникновения фильтрата по нано- и микротрещинам. Но встает вопрос, какой сиалант эффективней и какой сиалант по праву можно назвать эффективным микрокольматантом. А как выявить некачественную партию химического реагента? Дело в том, что утвержденной методики для оценки данных реагентов в РФ нет, поэтому выбрать наиболее подходящий реагент приходится опытно-производственным путем или довериться производителю. Эффективность работы компонентов в буровых растворах должна быть подтверждена лабораторными испытаниями.

На начальном этапе, для реализации поставленной задачи, произведена оценка:

1. Компонентного состава рассматриваемых сиалантов.
2. Физико-химических свойств сиалантов, применяемых при бурении в РФ.
3. Параметров глинистой суспензии с добавлением сиалантов, а именно показателя фильтрации.

Что же такое сиаланты? Сиалант в переводе с английского sealant – герметик. Как уже было сказано, сиаланты, применяемые в рецептуре буровых растворов для бурения скважин, могут быть изготовлены на основе ряда компонентов, ключевыми из которых выступают: асфальты, асфальтены, гильсониты, натриевые соли жирных кислот, натриевые соли смоляных кислот, полигликоли и др. Рассмотрим 24 различных сиаланта (11 из которых являются асфальтенами, 2 карболигносульфонат пековый, 4 гильсонита, 5 гильсонитов в полигликолях и 2 асфальтена, которые являются водорастворимой и водонерастворимой





**Таблица 1 – Перечень асфальтенов и их компонентный состав, исходное агрегатное состояние образцов – сухой порошок**

<b>Номер образца</b>		<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>10</b>	<b>11</b>
<b>Компонент</b>	Диметил-сульфоксид	–	–	0,7-2	–	–	–	–	–	–	–	–
	Калий гидроксид	–	–	1,5-2,5	–	–	–	–	–	–	–	–
	Динатрий сульфид	–	–	2,2-4,2	–	–	–	–	–	–	–	–
	Сульфат натрия	–	–		–	–	–	–	–	10-25	–	–
	Асфальт	–	–	49,8-57,5	–	–	–	–	–	–	–	–
	Лигнин	–	–	33,8-45,8	–	–	–	–	–	–	–	–
	Динатрий пента-оксодисиликат	–	не более 2	–	н/д	–	–	–	–	–	–	–
	Кристаллический диоксид кремня	–	–	–	–	–	0,1-1	–	до 5%	0,1-2,5	–	–
	Гуматы натрия	65-75	–	–	–	–	–	65-75			–	–
	Асфальтен	25-35	95-98	–	н/д	100	70-80	25-35	95	40-70	100	100
	Природный полимер	–	–	–	–	–	20-30	–	–	–	–	–

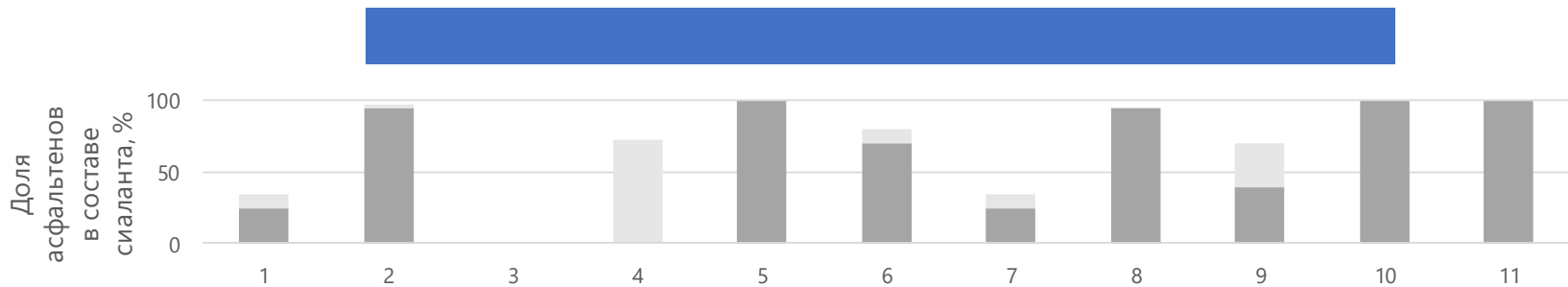


Рисунок 1 – Содержание асфальтенов в сухих сиалантах

Таблица 2 – Перечень карболигносульфонатов пековых, гильсонитов и их компонентный состав, исходное агрегатное состояние образцов – сухой порошок

Номер образца		12	13	14	15	16	17
Расшифровка		карболигносульфонат пековый	карболигносульфонат пековый	гильсонит	гильсонит	гильсонит	гильсонит
Компонент	Фитостерин	25-30	10-20	–	–	–	–
	Лигносульфонат натрия	–	10-25	–	–	–	–
	Натрий карбоксиметилцеллюлоза	–	10-15	–	–	–	–
	Гильсонит	–		100	100	100	100
	Натриевые соли жирных кислот	30-45	20-25	–	–	–	–
	Натриевые соли смоляных кислот	25-35	15-25	–	–	–	–

**Таблица 3 – Перечень гильсонитов и их компонентный состав, исходное агрегатное состояние образцов – суспензия**

Номер образца		18	19	20	21	22
<b>Компонент</b>	Пропантриол 1,2,3	–	–	–	–	10-15
	Этан-1,2-диол	–	–	–	57	–
	2,2-Оксидиэтанол	–	–	–	–	7-12
	Вода	–	–	–	–	остальное
	Асфальт			н/д	–	6-10
	Гильсонит	20-50	10-30	н/д	10	7-12
	Полигликоль	50-80	10-60	–	–	3-6
	Битум нефтяной	–	–	–	20	
	Асфальтен	–	–	–	–	12-15
	Спирты C <sub>12</sub> -C <sub>14</sub> этоксилированные	–	–	–	3	–
	Леонарлит	–	–	–	10	–
	4-Нонилфенокси	–	–	–		1-2
	2,2,4-Триметилпентан-1,3-диолмоно	–	н/д	–	–	–
	Глицерин, полиглицерин и полипропиленгликоль	–	–	н/д	–	–
н/д – данные о содержании компонентов отсутствуют.						

**Таблица 4 – Физико-химические свойства асфальтенов, исходное агрегатное состояние образцов – сухой порошок**

Номер образца	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Растворимость в воде при 20 °С, 1 % раствор, %	12	31,8	44	70,4	19	30	23,4	45,3	47	69	32
pH 2% раствора	8,01	8,69	9,3	9,68	8,66	9,28	8,48	8,89	8,48	9,76	8,46
Информация из сопроводительной документации на реагенты											
pH 1% раствора, %	9,5	7,2 - 9	10,1	9,4	9,4	9,7	9,6	7,8	–	9,9	–
Растворимость в воде, %	–	>70	50	не менее 30	70	75	–	88	–	–	–

**Таблица 5 – Физико-химические свойства гильсонитов и КЛСП, исходное агрегатное состояние образцов – сухой порошок**

<b>Номер образца</b>	<b>12</b>	<b>13</b>	<b>14</b>	<b>15</b>	<b>16</b>	<b>17</b>
Растворимость в воде при 20 °С, 1 % раствор, %	–	–	24,1	24,8	13,6	13
рН 2% раствора	10,26	9,94	9,34	7,2	6,5	8,03
рН 1% раствора, % (данные производителя)	9,5-10,5	5-7	–	–	–	–
Растворимость в нефти, % (данные производителя)	–	–	>90	–	–	–

**Таблица 6 – Физико-химические свойства гильсонитов, исходное агрегатное состояние образцов – суспензия**

<b>Номер образца</b>	<b>18</b>	<b>19</b>	<b>20</b>	<b>21</b>	<b>22</b>
Плотность, г/см <sup>3</sup>	1,185	1,223	1,123	1,085	1,155
Растворимость в воде при 20 °С, 1 % раствор, %	91,1	62,7	83,3	79,8	96
рН 2% раствора	8,92	7,79	8,65	8,37	8,62
Реторта т.ф., %	0	20	10	10	0
Реторта ж.ф., %	100	80	90	90	100
рН 1% раствора, % (данные производителя)	–	7,9	–	9-10,5	–
Растворимость в воде, % (данные производителя)	Не растворяется	–	–	–	–

Различие по составу и содержанию основных компонентов требует рассмотрение асфальтенов, гильсонитов и суспензий отдельно друг от друга, классифицировав их по содержанию основного вещества.

Как видим из рис. 1 и табл. 1 содержание асфальтена варьируется в широких пределах, а в состав реагента (3) асфальтен не входит. По документам реагенты (1) и (7) имеют одинаковые составы по наименованиям и процентному содержанию. Также среди суспензий (табл. 3) можно дополнительно выделять отдельные группы реагентов, совпадающих по составу: (18) и (19) имеют схожие составы; (21) больше половины состоит из этан-1,2-диола, (22) характеризуется комплексным составом, включающим 8 компонентов.

Для обеспечения единых требований, предъявляемых к применяемым асфальтенам предлагается регламентировать содержание основного вещества не менее 75 %. Для суспензий предлагается регламентировать содержание гильсонита не менее 20 %. Для сыпучих гильсонитов предлагается регламентировать содержание основного вещества не менее 95 %. Также в некоторых случаях прослеживается тенденция производителя заложить функции своих составов в комплексном виде. Т.е. помимо решения основной задачи – кольматирование, иные: ингибирование, смазывание и т.д.

Одним из ключевых параметров, по которому можно оценить эффективность работы в буровом растворе, выбрана растворимость химического реагента. Замер растворимости производился с помощью пресс-фильтра LTLP для буровых растворов. Замешивание 1%-ого раствора выполнялось на перемешивателе Hamilton Beach

Результаты исследований растворимости асфальтенов приведены в табл. 4. Для оценки влияния содержания основного вещества на растворимость на рис. 2 расположили реагенты в порядке увеличения концентрации асфальтенов. Как видим из рисунка, максимальная растворимость в 70 % достигается при высоком содержании асфальтенов – Асфасол (10), в то же время минимальная растворимость у Petro ASF (5) также наблюдается при содержании асфальтена 100 %. Это может быть связано с различием фаз асфальтенов, входящих в состав реагентов (различной степенью сульфированности асфальтена). Исходя из ретортного анализа растворимость ниже при наибольшем количестве твердой фазы. При анализе водородного показателя – рН не выявлено зависимости его с растворимостью и его влияние на фильтрацию в глинистой суспензии.



Рисунок 2 – Анализ влияния содержания асфальтенов на растворимость в воде

В настоящее время не существует официально утверждённой и распространённой методики оценки качества и эффективности сиалантов, так же лабораторное оборудование не позволяет имитировать внутрискважинные процессы. Основной характеристикой для сравнительной оценки кольматирующей эффективности сиалантов может выступать показатель фильтрации. Далее будем рассматривать измерение объёма фильтра в течение 30 мин тремя способами. Первый осуществлялся при перепаде давления  $690 \text{ кПа} \pm 35 \text{ кПа}$  ( $100 \text{ фунт} / \text{дюйм}^2 \pm 5 \text{ фунт} / \text{дюйм}^2$ ) и комнатной температуре (LTLР  $25 \text{ }^\circ\text{C}$ ) через фильтровальную бумагу Whatman # 50, S&S # 576 или аналогичные площадью от  $45,2 \text{ см}^2$  до  $46,4 \text{ см}^2$ , соответствующей диаметру от  $75,88 \text{ мм}$  до  $76,88 \text{ мм}$ . Второй – с применением полуплощадной фильтрации через фильтровальную бумагу площадью  $22,6 \text{ см}^2$  при температуре  $80 \text{ }^\circ\text{C}$  и перепаде давления  $3450 \text{ кПа}$  ( $500 \text{ фунт} / \text{дюйм}^2$ ) [НТНР (бумага)  $80 \text{ }^\circ\text{C}$ ], третий – в условиях аналогичных второму, только вместо фильтровальной бумаги применялся керамический диск наименьшей проницаемости № 170-55 (по каталогу Ofite):  $10 \text{ мкм}$  по ртути и  $3 \text{ мкм}$  по воздуху [НТНР (диск)  $80 \text{ }^\circ\text{C}$ ].

Анализ изменения объёма фильтра после введения  $30 \text{ кг/м}^3$  сиалантов в суспензию ПБМБ  $80 \text{ кг/м}^3$  приведено на рис. 3. Измерение параметров выполнялось после термостатирования в течение 16 ч при  $80 \text{ }^\circ\text{C}$  в динамических условиях. Для большинства сиалантов показатель фильтрации через бумагу имел близкие значения с показателем фильтрации через керамический диск. Наиболее сильные расхождения отмечены для Асфальтекс (3), Ингидол ГГЛ (22), Asphasol Supreme (8), что составляет 12 % от общего количества замеров. По остальным осреднённая разница между показателями фильтрации через бумагу и диск составляет около 9%.

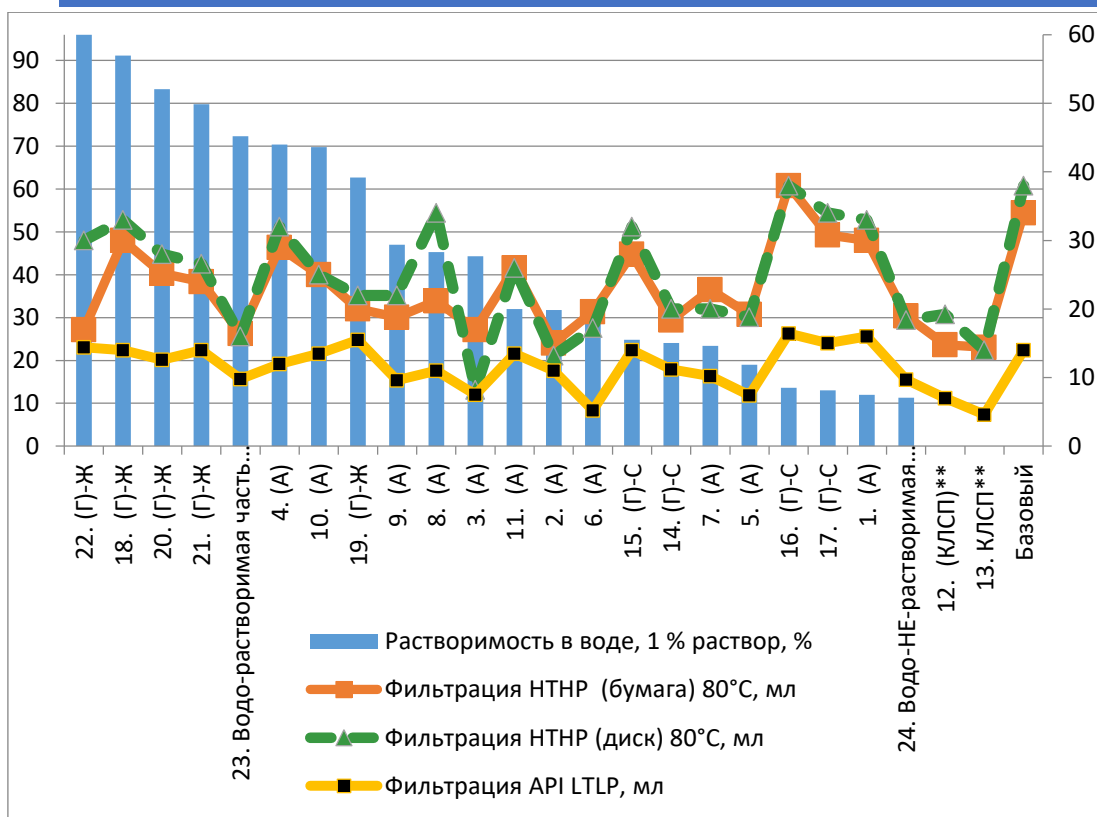


Рисунок 3 – Оценка эффективности работы сиантов в глинистой суспензии

### Выводы:

1. Не выявлено влияние содержания асфальтенов (согласно сопроводительной документации) на растворимость в воде, что может быть связано с различием фаз асфальтенов, входящих в состав реагентов или фактической концентрации основного вещества. Аналогичный результат получен для сухих гильсонитов.
2. Растворимость в воде по сопроводительной документации, как правило выше, чем по результатам лабораторных исследований, что может быть связано с отсутствием единой методики определения растворимости.
3. Растворимость в воде суспензий гильсонитов коррелирует с содержанием твёрдой фазы по реторте: чем выше содержание твёрдой фазы, тем ниже растворимость.
4. Для большинства сиантов, с которыми проводили исследования, показатель фильтрации через бумагу имел близкие значения с показателем фильтрации через керамический диск, поэтому для дальнейших испытаний можно использовать бумажный фильтр.
5. При проведении исследований выявлены косвенные, требующие подтверждения дополнительными исследованиями, корреляционные зависимости объёма НТНР, LTLP фильтрата от физико-химических свойств:

- Растворимость – косвенная зависимость
  - рН – нет зависимости
6. Для имитации скважинных условий необходимо провести замер НТНР, LTLP фильтрации в динамических условиях (при перемешивании раствора во время измерения фильтрации).
7. Для более корректной оценки влияния растворимости сиалантов на изменение НТНР, LTLP фильтрации необходимо рассматривать образцы с одинаковым компонентным составом, отличным лишь по степени сульфированности асфальтена.
8. Дальнейшим шагом в работе является рассмотрение влияния сиалантов на реологические и структурно механические свойства глинистой суспензии для оценки технических и экономических изменений рецептуры бурового раствора.

### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Митчел Д. Безаварийное бурение: учебный курс / Хьюстон: Дрилберт Инжиниринг Инк. – 2001.
2. Новиков В. С. Устойчивость глинистых пород при бурении скважин. – М.: ОАО «Издательство "Недра"», 2000. – 270 с.: ил.
3. Унгер, Ф. Г. Фундаментальные аспекты химии нефти. Природа смол и асфальтенов / Ф. Г. Унгер, Л. Н. Андреева // Институт химии нефти Сибирского отделения РАН. - Новосибирск: Наука. Сиб. издат. фирма РАН, 1995.

### ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ СИСТЕМЫ СЕЙСМОРАЗВЕДОЧНЫХ НАБЛЮДЕНИЙ ДЛЯ БЕСКАБЕЛЬНОГО САМО-ПОЗИЦИОНИРУЮЩЕГОСЯ МОДУЛЯ

*О.В. Томазов, А.В. Кострицын*

Самарский государственный технический университет  
г. Самара, Россия

E-mail: [ovtom@mail.ru](mailto:ovtom@mail.ru), [Kostritcuin@icloud.com](mailto:Kostritcuin@icloud.com)

В данной статье рассматривается применение системы сейсморазведочных наблюдений для бескабельного само-позиционирующегося модуля.

**Ключевые слова:** Бескабельный самоопределяющийся сейсмограф; система наблюдения; управление очередью; мониторинг на месте;



Целью сейсморазведки является получение эффективной геологической информации. При изучении различных областей использование различных массивов наблюдений для разведочных работ может эффективно достичь цели разведки и сбора данных. В условиях крупномасштабных сейсморазведочных работ с более сложными данными массивов наблюдений.

Особенно важно проектирование и управление системой наблюдения. В статье сначала описывается статус-кво систем сейсморазведки в стране и за рубежом, а также анализируются проблемы управления системами наблюдения, отсутствующие в бескабельных само-позиционирующихся системах сейсморазведки, путем сравнения функций систем наблюдения. В прошлом, когда бескабельные сейсмометры с само-позиционированием использовались для разведочных работ, программа управления в основном использовала WIFI, 3G, GPS и Glonass, и другие методы подключения для мониторинга состояния оборудования сейсмографа, в то время как для бескабельных сейсмометров с само-позиционированием, расположенных в зоне наблюдения система.

Ситуация не управлялась систематически. Сочетая характеристики бескабельного само-позиционирующегося сейсмографического оборудования и фактические потребности полевого наблюдения, в этой статье проектируется и разрабатывается бескабельная само-позиционирующаяся система наблюдения сейсмографа. Основное содержание конструкции системы заключается в следующем:

1) Устройство проектирование системы управления. Управление и запись данных о расположении наблюдения в основном используются для решения проблемы управления расположением системы наблюдения за изучаемой площадкой.

Система использует определяемые пользователем методы и методы импорта файлов для получения массива данных. Система анализирует и обрабатывает полученные данные для получения различных параметров сбора данных и информации о местоположении огневых точек, таких как номер линии, номер вехи, физические координаты и другие данные. Данные массива, записанные системой управления массивом, могут быть автоматически записаны в информацию заголовка файла сейсмических данных во время последующего процесса обработки данных сейсмических волн, что может значительно повысить эффективность обработки данных. Система управления расположением предназначена для графического отображения расположения точек проверки пистолета. В соответствии с информацией о физических координатах точек положения в системном интерфейсе отображается схема компоновки точек проверки пистолета, что помогает задействованному персоналу осуществлять общее управление расположением точек осмотра и может контролировать ход производства работ на месте в соответствии с соответствующими отношениями точек осмотра оружия, установленными таблицей оружия.

2) Проект системы локального мониторинга, используемой для локального мониторинга и управления бескабельными само-позиционирующимися сейсмографами во время производства изысканий, включая:

- устройство станции сбора,
- мониторинг шума
- управление состоянием.

Функция расположения станций сбора предназначена для управления расположением станций сбора, которое отражает фактическое расположение станций сбора на линии съемки. Согласно информации о размещении, записанной в данных отчета смены, она также отображается и управляется в интерфейсный модуль в графическом виде. Система мониторинга шума используется для мониторинга шума на производственной площади и помогает специалисту выбрать правильное время для съемки. Величина шума представлена средним значением данных шума за определенный период времени. Визуализируйте значение шума в виде полосы шума, обновляемой с определенной частотой. Функция управления состоянием заключается в управлении и контроле состояния станции сбора. Система получает информацию о состоянии станции сбора в форме отправки и получения инструкций и отображает информацию о состоянии в интерфейсе программы, помогая геофизику понять информацию о состоянии станции сбора в любое время и контролировать станцию сбора. В лабораторных испытаниях и в полевых условиях эта система может обеспечивать функции управления массивом и мониторинга на месте, эффективно компенсируя проблему общего управления системой наблюдения с помощью предыдущих процедур мониторинга, удовлетворяя потребности управления на месте производства работ Сбор задач и повышение эффективности сейсморазведочных работ.

## **СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ**

1. Campman X., Behn Ph., and Faber K., Sensor density or sensor sensitivity? — The Leading Edge, July 2016
2. Durham, L.S., Nodal Seismic Passes Frigid Siberia Tests. — AAPG Explorer, Sept. 2011.
3. Manning T., Stone J., Ourabah A. et al., Could you use one million nimble channels? — 81st EAGE Conference & Exhibition, London, 3—6June 2019.

**УДК 622.24.062 : 622.24.063.2**

## **ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЧНОСТИ ИСКУССТВЕННЫХ ОБРАЗЦОВ ОБВАЛЬНОЙ ПОРОДЫ В РАЗЛИЧНЫХ СРЕДАХ**

*Е.О. Игнатьева, И.Ю. Аверин, М.Е. Пронькин*

*Институт нефтегазовых технологий, ФГБОУ ВО «СамГТУ»,  
г. Самара, Российская Федерация  
E-mail: ei120117@gmail.com*

В статье описан алгоритм приготовления искусственных образцов обвальской породы. Также в статье рассмотрены результаты сравнительных исследований изменения линейных размеров искусственных образцов обвальской породы на

приборе LSM 2100. Конструктивной особенностью прибора LSM 2100 является минимальное нагружение образцов 548,8 г (1,21 фунта).

**Ключевые слова:** буровой раствор, аргиллиты, осыпи, обвалы, тестер линейного набухания.

## INVESTIGATION OF THE STRENGTH OF ARTIFICIAL ROCKFALL SAMPLES IN VARIOUS ENVIRONMENTS

*E.O. Ignatieva, I. Yu. Averin, M.E. Pronkin*

*Institute of Oil and Gas Technologies, SamSTU, Russian Federation E-mail: ei120117@gmail.com*

The article describes an algorithm for preparing artificial samples of rockfall. The article also discusses the results of comparative studies of changes in the linear dimensions of artificial rockfall samples on the LSM 2100 device. The design feature of the LSM 2100 device is the minimum loading of samples of 548.8 g (1.21 lb).

Key words: drilling mud, mudstones, screes, collapses, linear swelling tester.

Неустойчивость пород вызывает проблемы с целостностью стенок скважин, и часто приводит к прихватам бурильного инструмента, геофизических приборов или обсадных колонн [1 – 4]. Потеря устойчивости аргиллитов не вызвана увеличением в объеме, которое характерно для глин монтмориллонитовой группы, в связи с этим в текущей работе рассмотрен подход, основанный на определении времени устойчивости искусственных образцов аргиллита под действием постоянной нагрузки. Для достижения однородности свойств исходных образцов применялись искусственные спрессованные таблетки [5], что позволяет проводить сравнительные испытания ингибирующих составов.

В текущей работе выполнено сравнительное исследование поведения искусственных образцов обвальной породы, преимущественно состоящей из аргиллита при малых нагружениях, около 8 кПа, создаваемых массой штока прибора – 548,8 г в дистиллированной воде, насыщенном растворе хлорида натрия и буровом растворе.

Этапы приготовления образцов:

1. Промывка и просушка шлама из интервалов залегания аргиллитов; измельчение на планетарной шаровой мельнице Retsch PM 100 (в течение 3 мин, с реверсом направления вращения через каждые 30 с и скоростью вращения 250 об/мин).

2. Просев на виброситах с разделением на две фракции: крупнее 0,250 мм и мельче 0,250 мм.

3. Увлажнение порошка аргиллита фракции менее 0,250 мм парами в эксикаторе над насыщенным раствором  $K_2SO_4$ , для достижения максимальной гигроскопической влажности, в соответствии с ГОСТ 28268. Относительная влажность воздуха при 20 градусах Цельсия, над сульфатом калия – 0,97.

Увлажнение проводилось в течении 7 дней.



Рис. 1 – Фото сформированного образца обвальнoй породы

4. Прессование цилиндрических образцов из увлажнённой обвальнoй породы массой 40 г в двухъячеечном компараторе путём создания и поддержания давления не менее 68 940 кПа (10 000 psi) в течение не менее 1,5 часов. Масса навески подбиралась с учетом рекомендаций по снижению влияния геометрии образцов [9]. Так как в искусственных образцах наличие микроскопических трещин, а также дисперсности и микроскопических неоднородностей исключено, то отношение высоты к диаметру при котором наступает стабилизация значений предела прочности цилиндрического прессованного образца должна быть не менее 0,8. Образцы, исследуемые в данной работе имели высоту 26 мм и диаметр 28,6 мм. Отношение высоты к диаметру составляло 0,9 (рис. 1). Фото готовых образцов приведены на рис. 2.

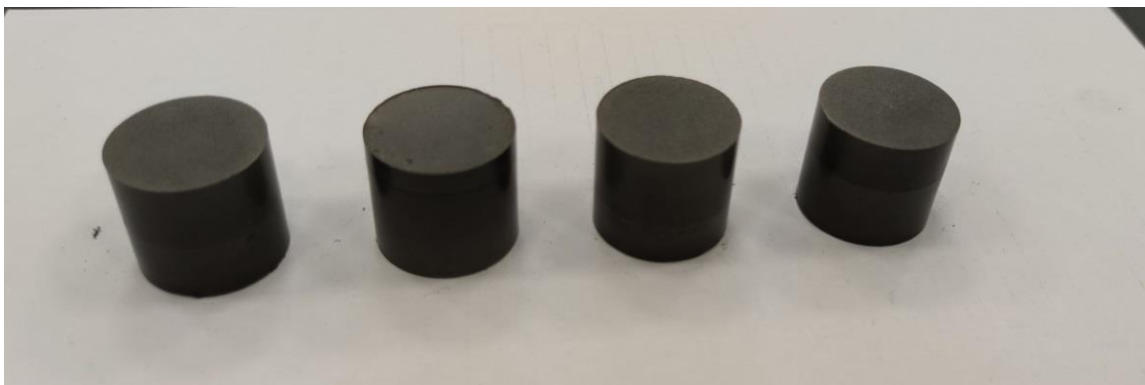


Рис. 2 – Фото образцов обвальнoй породы перед проведением эксперимента

Исследование искусственно сформированных образцов выполнялось в четырёх жидкостях: две пробы дистиллированной воды, насыщенный раствор хлорида натрия и буровой раствор. Рецепт буроого раствора: 1,5 г кальцинированной соды и 1,5 г каустической соды, 80 г бентонита марки ПБМА на 1 литр воды. Фото проведения эксперимента представлено на рисунке 3.

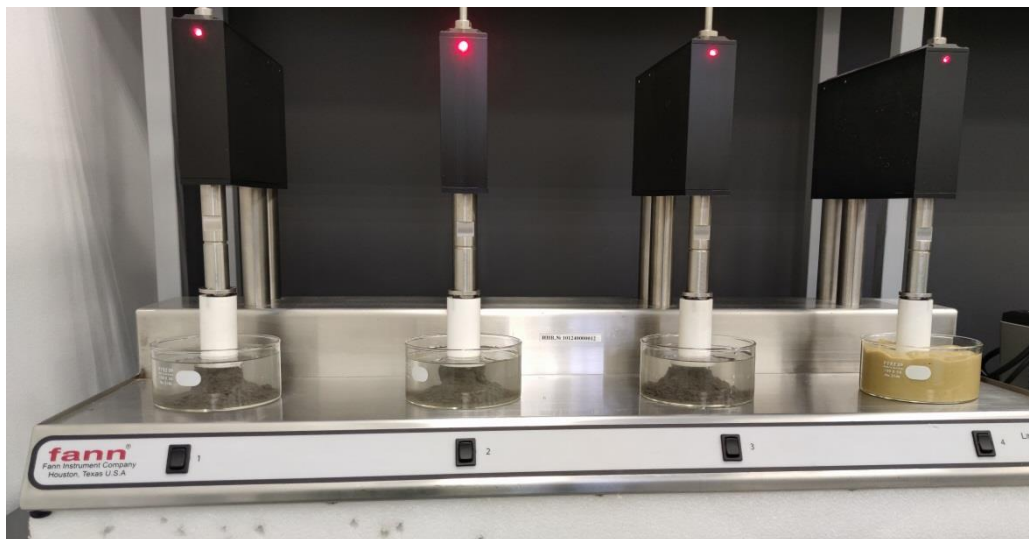


Рис. 3 – Фото проведения эксперимента на приборе LSM 2100

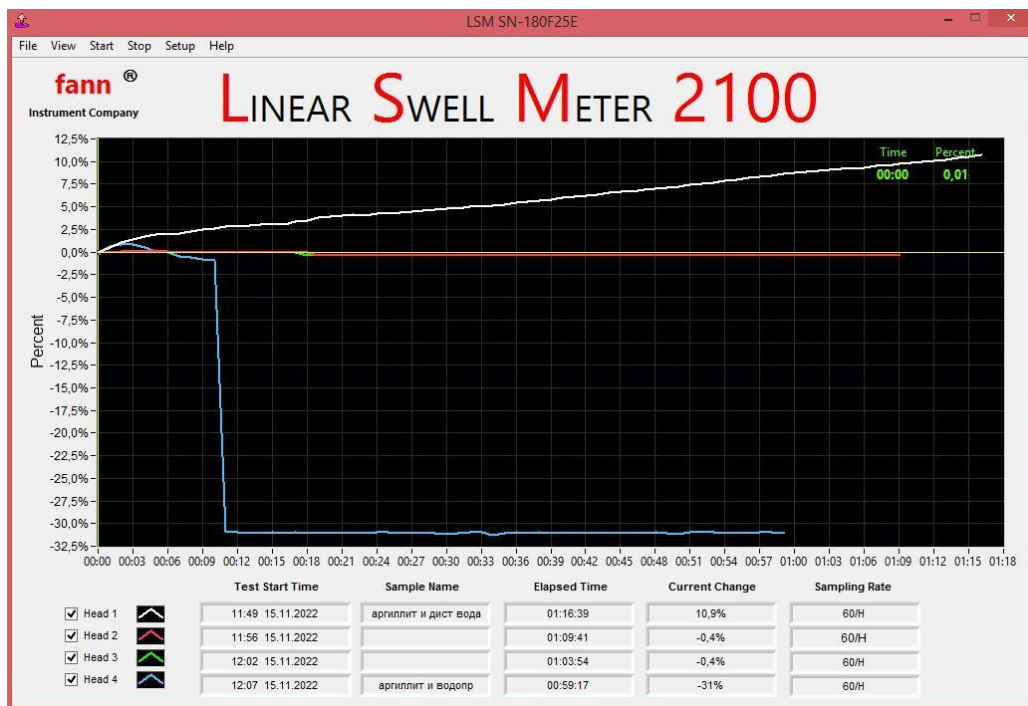


Рис. 4 – Результаты исследований на приборе LSM 2100

Дистиллированная вода – кривая белого и красного цвета; насыщенный раствор хлорида натрия – кривая зеленого цвета; буровой раствор – кривая синего цвета

По графику на рис. 4 видно, что в дистиллированной и минерализованной воде монолитные образцы разрушились в течении 1 часа. В буровом растворе разрушение началось через 20 ч после начала эксперимента и полностью завершилось через 21 час (рис. 4). Для подтверждения полученных результатов требуется проведение повторных исследований или с целью повышения достоверности предлагается во все 4 ячейки ставить один и тот же раствор. Тогда при совпадении результатов в трёх или четырёх ячейках можно считать полученные данные достоверными.

### **БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК**

1. Митчел Д. Безаварийное бурение: учебный курс / Хьюстон: Дрилберт Инжиниринг Инк. – 2001.
2. Капитонов, В. А. Рассмотрение факторов, влияющих на устойчивость аргиллитов / В. А. Капитонов, О. В. Федосенко, В. В. Юрченко // Нефть. Газ. Новации. – 2017. – № 10. – С. 22-25.
3. Капитонов, В. А. Ингибирование аргиллитов при бурении скважин Самарской области / В. А. Капитонов, Е. О. Игнатьева, М. А. Ахмед // Нефть. Газ. Новации. – 2021. – № 1(242). – С. 22-24.
4. Комплексный подход к повышению эффективности применения буровых растворов / М. Е. Коваль, Д. В. Евдокимов, В. А. Капитонов [и др.] // Нефть. Газ. Новации. – 2021. – № 2(243). – С. 40-44.
5. Разработка воспроизводимой методики одноосного сжатия искусственных кернов для оценки ингибирующего действия буровых растворов / Е.В. Бойков [и др.] // В сб. Реагенты и материалы для строительства, эксплуатации и ремонта нефтяных, газовых скважин: производство, свойства и опыт применения. Экологические аспекты нефтегазового комплекса: материалы XX Международной научно-практической конференции (7-10 июня 2016 г.) / Полицелл, Спецбурматериалы, Нац. буров. сервис. – Владимир: Аркаим, 2016. 172 с.

**УДК 621.64**

### **МЕТОДИКА ИЗМЕРЕНИЯ ДОННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ РАДАРНОГО ДАТЧИКА УРОВНЯ**

*Н.В. Дурыманов*

*Самарский государственный технический университет*

*г. Самара, Россия*

*email: [durymanov.nik@mail.ru](mailto:durymanov.nik@mail.ru)*

В работе рассмотрены вопросы измерения донных отложений в нефтяных резервуарах. Проанализированы недостатки существующей методики измерения. Предложена новая методика измерения донных отложений с использованием радарных датчиков уровня.

**Ключевые слова:** нефтепродукты, резервуар, донные отложения, радарный уровнемер.

Ежегодно в процессе транспортировки и хранения нефтепродуктов происходит образование и накопление донных отложений в резервуарах. Донные отложения – это плотная пастообразная масса, которая состоит из асфальтенов, смол, парафинов, твердых песчано-глинистых частиц, минеральных солей, металлорганических соединений и подтоварной воды [2].

Особенно актуальна проблема образования донных отложений в резервуарах, в которых срок отстаивания продукта продолжителен. Объем донных отложений в таких емкостях может до 20 – 30 % полезного объема, что приводит к экономическим потерям, связанным с неэффективной эксплуатацией нефтехранилища [3]. Еще одной проблемой, связанной с образованием донных отложений, является ускоренный процесс коррозии под осадком. Также из-за наличия осадка возникают трудности оценки состояния стенок резервуара. Со временем осадок неравномерно распределяется по днищу резервуара и уплотняется, что влечет за собой возможность возникновения недопустимого угла наклона понтона/плавающей крыши при опирании стоек на неравномерную поверхность. Ликвидация последствий будет требовать дополнительных мероприятий и материальных затрат.

Актуальная методика измерения донных отложений представлена в РД-23.020.00-КТН-053-17 [5]. Учитывая то, что донные отложения распределены по дну резервуара неравномерно, а также то, что измерения проводятся человеком вручную, можно сделать выводом о том, что погрешность данного метода высокая и присутствует риск вывода резервуара из эксплуатации.

В данной работе предлагается новая методика измерения донных отложений в нефтяных резервуарах с использованием радарных уровнемеров. Благодаря использованию новой методики возможно повышение точности измерения уровня осадка и, следовательно, снижение вероятности аварии в процессе хранения нефтепродуктов.

В настоящее время для определения уровня донных отложений используют методику, представленную в РД-23.020.00-КТН-053-17. Замеры проводятся ручным способом через замерные люки с использованием измерительной рулетки с грузом, применяемой для измерения уровня парафинистых отложений. Рулетка имеет измерительную ленту шириной от 10 до 12 мм, длиной 10, 20 и 30 м с ценой деления 1 мм, снабженной плоской пластиной диаметром от 80 до 90 мм и толщиной от 3 до 4 мм из неискоробразующего цветного металла, прикрепляемой к нижнему торцу груза с помощью винта.

Величина отложений в каждом замерном люке определяют как разность двух высот: базовой высоты замерных люков и высоты, измеряемой в этих в этих же люках до поверхности донных отложений. Измерения проводятся через каждый замерный люк по 2 раза не реже одного раза в месяц.

Согласно п.п. 5.5.3 ГОСТ 31385-2016 [4] большая часть современных резервуаров для хранения нефтепродуктов оборудованы понтоном или плавающей крышей. Резервуары, не оборудованные дополнительным оборудованием (резервуары РВС), используются при нестандартных ситуациях в процессе транспортировки нефти когда экстренно требуется разместить продукт на непродолжительный срок. В случаях с резервуарами, оснащенными

понтонами/плавающей крышей замер проводится в точке, где расположен проход трубы направляющей понтона/плавающей крыши и, следовательно, измерение в диаметрально-противоположных точках становится невозможным. Отсутствие возможности точной оценки величины отложений влечет за собой опасность возникновения заклинивания или крена понтона/плавающей крыши, а также проблемы при установке понтона/плавающей крыши на стойки для проведения ремонтных работ.

Для модернизации и автоматизации процесса измерения уровня донных отложений можно рассмотреть дистанционные устройства для отслеживания и мониторинга.

Радарная технология измерения нашла свое применение в нефтяной промышленности довольно давно. Радарные уровнемеры устанавливаются для контроля уровня сырой нефти в танкерах [1]. Принцип действия радарных уровнемеров заключается в излучение радиоволны в микроволновом диапазоне и принятие отраженного от поверхности контролируемого продукта сигнала. По фиксируемой задержке отраженного сигнала относительно сигнала источника определяется расстояние до измеряемой среды.

На резервуарах возможна установка комплекса радарного оборудования, соединённая с блоком управления, который выводит дискретный сигнал на рабочее место оператора. Однако стоит учитывать особенности конструкции каждого конкретного резервуара. В резервуарах типа РВСП радарный датчик уровня может размещаться в патрубке понтона при обязательном наличии взрывозащищённого корпуса.

В резервуарах типа РВСК (понтон с плавающей крышей) возможно размещение радарного уровнемера в технологическом отверстии, которое находится в самой крыше, также при наличии взрывозащищённого корпуса.

Радарный датчик уровня, установленный в резервуар, излучает радиоволны, которые меняют свою скорость при прохождении через вещества различной плотности. Распределение волн по всему объёму резервуара происходит равномерно. Отраженные от поверхностей замеряемого вещества волны возвращаются обратно в антенну, а затем на считывающее устройство. На нем анализируется изменение скорости при прохождении слоев всех продуктов, находящихся в резервуаре. Для того, чтобы избежать посторонние шумы, перед началом замера устройство калибруется на точки начала координат. Таким образом постепенно осуществляется замер по всему объёму резервуара.

Радарные датчики уровня работают на частотах, находящихся в диапазоне от 5,8 ГГц до 26 ГГц, что позволяет оптимизировать работу уровнемеров для различных условий эксплуатации. Также к преимуществам относятся: устойчивость к тяжелым условиям (высокая температура, давление), устойчивость к испарениям и пенообразованиям.

Применение методики измерения донных отложений с использованием радарных уровнемеров позволит более точно определять объем осадка в резервуарах, что поможет избежать аварий на производстве. Также данная методика позволяет практически полностью исключить частую причину аварий – человеческий фактор.



## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Бушмелева К.И., Плюсин И.И., Бушмелев П.Е., Назаров Е.В. Технотроника. Учебное пособие // Сургут. гос. Ун-т ХМАО – Югры. – 2012.
2. Пашина Л.А., Игушева Н.И., Выскубова И.Е., Выскубова Е.Н., Бажина Т.П. Техничко–экономическое обоснование применения технических средств для размыва донных отложений на коммерческом узле учета нефти ООО «РН-Северная нефть» // Научные труды КубГТУ. – 2017. - №7. – С.296 – 302.
3. Пильщиков В.А., Еремина Ю.В., Цветков В.С., Пимерзин А.А., Швецов О.В., Белов О.А. Исследование состава донных отложений в резервуарах хранения нефти // «Вестник СамГТУ. Серия «Технические науки». – 2014. - №1. – С.173-178.
4. ГОСТ 31385-2016 Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов. Общие технические условия. – М., Стандартинформ, 2016.
5. РД-23.020.00-КТН-053-17 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз. - 2017.
6. РД 39-30-1053-84 Методика определения величины донных парафинистых отложений в нефтяных резервуарах. – 1984.

УДК 622.24

### АНАЛИЗ СОВРЕМЕННЫХ СИСТЕМ ПРОМЫВОЧНЫХ ЖИДКОСТЕЙ ПРИ ПРОВОДКЕ СКВАЖИН В ГЛИНИСТЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ

*О.А Нечаева, К.В. Парфенов*

*Самарский государственный технический университет  
г. Самара, Россия*

*email: [nechaevaoa@gmail.com](mailto:nechaevaoa@gmail.com), [kparfenovv@mail.ru](mailto:kparfenovv@mail.ru)*

В нефтегазовой отрасли актуален вопрос эффективности строительства скважин. Одной из важных задач является применение подходящего бурового раствора для проводки скважин в осложненных условиях. В данной работе проведен анализ современных систем промывочных жидкостей, применяющихся при бурении глинистых отложений и процессов, связанных с устойчивостью ствола скважины.

**Ключевые слова:** ингибирующие буровые растворы, устойчивость ствола скважины, глинистые породы, напряженно-деформированное состояние глинистых пород, физико-химические процессы в системе «скважина – глинистые породы».

При подборе бурового раствора важно руководствоваться такими показателями как его технические свойства, стоимость и экологичность. Часто встречающиеся осложнения при строительстве скважин – это потеря устойчивости стенок скважин, сложенных глинодержащими горными породами. Аналитический обзор научно-технической литературы в области осложнений и аварий [1-7] показывает, что именно применение качественной промывочной жидкости,

соответствующей геологическим и технико-технологическим условиям бурения, позволяет предотвращать указанные выше проблемы.

Ранее вопросы устойчивости стенок скважины рассматривались в работе [8]. Имея возможность определять коэффициент Пуассона, модуль Юнга в плоскости изотропии и перпендикулярно ей на установке независимого трехосного сжатия мы сможем определить необходимые константы трансверсально-изотропной среды для расчета матрицы податливости. Расчеты необходимы для определения показателей устойчивости.

В работе [9] классифицированы типы осложнений для глинистых пород. Автор [9] предлагает осуществлять подбор промывочной жидкости в зависимости от возникающих осложнений при различных горно-геологических условиях.

Устойчивость глинистых пород определяется прочностью связей между элементами структуры. По характеру структурных связей глинистые породы делятся на скальные, полускальные и дисперсные. Для первых двух типов пород характерны жесткие химические структурные связи с фазовыми контактами (такие встречаются у сланцев). Дисперсные породы обладают физико-химическими, механическими, водно-коллоидными структурными связями с коагуляционными или переходными контактами. Такие структурные связи встречаются у связных глинистых пород (глин) [10].

Отличие глин, например, от аргиллитов заключается в том, что взаимодействуя с промывочной жидкостью, глины пластифицируются, текут и набухают. В то время как механизмы разрушения аргиллитов имеют скальный характер. Несмотря на то, что на рынке буровых услуг по промывке скважин представлен широкий ассортимент систем буровых растворов и реагентной базы, вопрос разработки новых технологий актуален и своевременен. Современные тенденции диктуют свои требования к выбору промывочной жидкости. Они должны обладать повышенными ингибирующими свойствами. Например, высокоингибирующие системы буровых растворов (HPWBM) [11-12], промывочные жидкости тройного ингибирования [13], растворы на углеводородной основе [14-16] и многие другие решения позволяющие сокращать проблемы проводки скважин в осложненных условиях.

При выборе системы буровых растворов необходимо учитывать следующие факторы:

1. Необходимость классификации глинистых пород по характеру разрушения (пластичные глины и хрупкие сланцы), в связи с различием их свойств и поведения при взаимодействии с буровым раствором.
2. Контроль над процессами набухания, диспергирования.
3. Осмотические давления.

Правильный выбор рецептуры буровых растворов, определяющих его ингибирующие способности, позволит минимизировать риски связанные с устойчивостью ствола скважины.

Насыщая образец керна исследуемой промывочной жидкостью, на установке независимого трехосного сжатия, возможно, определить показатели устойчивости [17]. Такой подход позволит оптимально подбирать рецептуру промывочных жидкостей при проводке скважины в глинистых отложениях.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Двойников М.В. Исследования технико-технологических параметров бурения наклонных скважин // Записки Горного института. – 2017. – Т. 223. – С. 86-92. DOI: 10.18454/PMI.2017.1.86
2. Грей Дж.Р., Дарли Г.С. Состав и свойства буровых агентов (промывочных жидкостей). – М.: Недра. – 1985. – 509 с.
3. Кистер Э.Г. Химическая обработка буровых растворов. – М.: Недра. – 1972. – 392 с.
4. Ржевский В.В. Основы физики горных пород / В.В. Ржевский, Г.Я. Новиков. – М.: Недра. – 1973. – 211 с.
5. Корчагин П.Н. Выбор типов буровых растворов и их свойств при бурении скважин с большими отходами от вертикали // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2011. – № 1. – С. 38-40.
6. Уляшева Н.М. К вопросу оптимизации промывки и свойств буровых растворов в осложненных условиях / Н.М.Уляшева В.В.Дуркин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2014. – № 10. – С. 82-86.
7. Шарафутдинов З.З. Буровые растворы на водной основе и управление их реологическими параметрами / З.З.Шарафутдинов, Р.З.Шарафутдинова // Нефтегазовое дело. – 2004. – № 1. – С. 3-21.
8. Подьячев А.А., Букин П.Н., Парфенов К.В. Физическое моделирование горного напряжения // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2021. – С. 5-9. DOI: 10.33285/0130-3872-2021-1(337)-5-9
9. Яковлев А.М., Вереснева Д.И. Бурение скважин в глинистых породах. Техника и технология геологоразведочных работ. Обзорная информация. Выпуск 12. ВЭМС. 1989 г.
10. Паршукова, Л.А. Комплексный подход к проблеме устойчивости глинистых пород при бурении скважин / Л.А. Паршукова – Текст : непосредственный // Булатовские чтения : Материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 г.): в 5 т.: сб. ст. / Под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар: Издательский Дом – Юг. – Т. 3: Бурение нефтяных и газовых скважин. – 2017. – С. 222-230.
11. Е. О. Игнатьева, О. А. Нечаева, В. А. Капитонов, К. О. Ковалева Результаты исследований аргиллитов на тестере линейного набухания // Ашировские чтения. – 2021. – Т. 1. – № 1(13). – С. 109-114.
12. Хузина Л.Б., Усманов Р.А., Голубь С.И. АГНИ-DRILL – комплексный буровой раствор для бурения кыновских аргиллитов // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2016;(3). – С. 110-114.
13. Войтенко Д.Н., Фролов М.П., Шепелев В.И., Кожухов С.В., Шокин Е.А., Лукьянов П.В., Попов К.А. Высокоингибирующие буровые растворы на водной основе (HPWBM) для строительства сложных нефтегазовых скважин // Бурение и нефть. – 2022. – № 11. – С. 17-23.

14. И.А. Четвертнева, Е.В. Беленко, И.Ф. Гайсин, Г.А. Тептерева, С.Ю. Шавшукова Оценка эффективности применения эмульсионного бурового раствора при разбуривании глинисто-аргиллитовых пород Волго-Уральского региона // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2019. – № 1. – С. 34–37. DOI: 10.24411/0131-4270-2019-10107
15. М.В. Нуцкова, Д.А. Сидоров, Д.Э. Тсикплону, Г.М. Сергеев, Н.И. Васильев Исследования буровых растворов на углеводородной основе для первичного вскрытия продуктивных пластов // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2019. – Т.19. – №2. – С.138–149. DOI: 10.15593/2224-9923/2019.2.4.
16. Парфирьев, В. А. Инвертно-эмульсионные растворы для вскрытия хамакинского горизонта Восточно-Алинского месторождения / В. А. Парфирьев, Ю. В. Ваганов, Н. Н. Закиров // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2020. – № 3. – С. 44-53. – DOI 10.31660/0445-0108-2020-3-44-53.
17. Парфенов К.В. Моделирование горного напряжения в условиях трехосного сжатия // 76-я Международная молодежная научная конференция «Нефть и газ – 2022»: в 2 частях : ч. 1 : тезисы докладов М.: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина. – 2022. – С. 230-231.

УДК 622.276

## АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕТОДОВ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ УВС ТАЗОВСКОГО НГКМ

*У.В. Долгова*

*Тюменский индустриальный университет  
г. Тюмень, Россия*

**Ключевые слова:** геолого-технические мероприятия, нефтеотдача, методы и технологии повышения нефтеотдачи, эффективность ГТМ, прогнозирование добычи нефти, показатели оценки эффекта ГТМ.

Технологическая эффективность геолого-технических мероприятий (ГТМ) – увеличение добычи нефти или снижение обводненности жидкости, обусловленные применением на скважинах ГТМ.

Оценка технологической эффективности ГТМ проводится сравнением производственных показателей скважин, полученных в результате применения ГТМ, с расчетными (базовыми) показателями, которые были бы характерны для этого объекта без применения ГТМ

Периодом эффекта ГТМ считается время от начала действия ГТМ до момента, когда фактическая месячная добыча нефти становится ниже базового

уровня. Эффект от ГТМ рассчитывается как разность между фактическими и базовыми показателями добычи нефти.

Для определения технологического эффекта от применения последовательно проводимых ГТМ производят разделение эффекта от этих ГТМ. Если последующий ГТМ проводится в период еще продолжающегося эффекта предыдущего ГТМ, то эффект от первого ГТМ рассчитывается до момента начала второго. Базовые показатели для расчета эффективности второго ГТМ рассчитываются заново с момента его проведения и с учетом добычи от первого ГТМ.

График для оценки эффективности ГРП и ОПЗ приведен на рисунке 1.

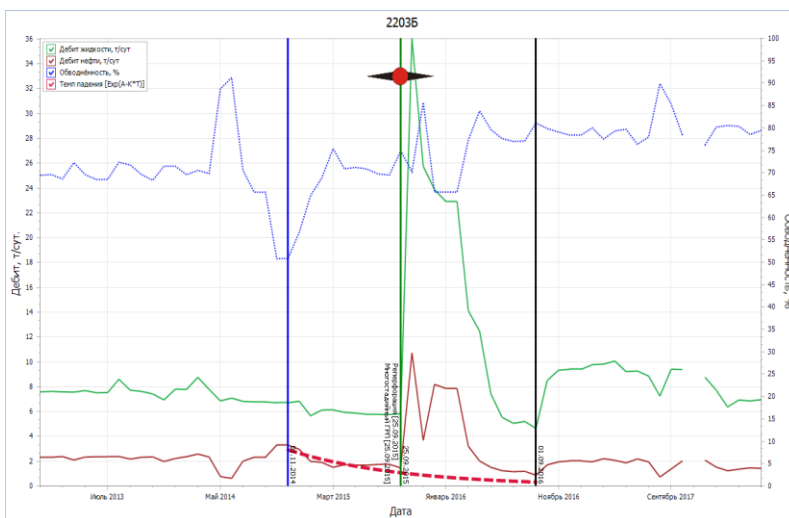


Рисунок 1 – Оценка эффективности ГРП. Скважина № 2203Б

Дата проведения ГРП в скв. № 2203Б - 25.09.2015 г. Базовая добычи нефти оценивалась за период 10 месяцев до проведения работ. Фактическая добыча нефти снизилась ниже базовой 01.06.2016.

Таким образом, продолжительность эффекта составила 9 месяцев, дополнительная добыча нефти - 1.1 тыс. т.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Долгова У. В. Методы повышения нефтеотдачи и интенсификации добычи углеводородов / Технологические решения строительства скважин на месторождениях со сложными геолого-технологическими условиями их разработки, Тюмень, ТИУ, 2022. – С. 432-436.
2. Методы и технологии повышения продуктивности газовых скважин / О. В. Фоминых, А. С. Самойлов, С. К. Грачева [и др.]. – Тюмень : Тюменский индустриальный университет, 2022. – 82 с.

## ПОИСК ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РЕШЕНИЯ ПО ПОВЫШЕНИЮ ЭФФЕКТИВНОСТИ КИСЛОТНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ В УСЛОВИЯХ НИЗКОТЕМПЕРАТУРНЫХ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

*А.А. Имамутдинова, А.В. Лысенков*

*Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Россия*

[adelina.imamutdinova99@mail.ru](mailto:adelina.imamutdinova99@mail.ru)

**Аннотация:** Приведено комплексное обоснование технологического решения по повышению эффективности кислотной обработки горизонтальных скважин в условиях низкотемпературных доломитовых коллекторов.

**Ключевые слова:** карбонатный коллектор, кислотная обработка, доломит, скорость реакции

В процессе эксплуатации нефтяных месторождений происходит ухудшение фильтрационных характеристик призабойной зоны пласта (ПЗП) вследствие различных геолого-физических и технологических причин. Для интенсификации добычи нефти из карбонатных коллекторов широко применяют соляно-кислотные обработки ПЗП, однако применение данного метода не всегда дает положительные результаты, что связано с недостаточным учетом геолого-физических условий объектов и адаптации технологий к ним.

При проектировании кислотной обработки (КО) призабойной зоны карбонатных пластов, представленных доломитом и имеющих низкую пластовую температуру, низкую проницаемость матрицы и развитую систему трещин, требуется совершенствование технологии КО горизонтальных скважин с учетом данных особенностей.

Целью работы является разработка рекомендаций к оптимизации технологии КО горизонтальных скважин (ГС) в условиях низкотемпературного трещиноватого доломитового объекта.

Основными проблемами и направлениями для поиска решений в части оптимизации технологии КО ГС в условиях рассматриваемого объекта является низкая доля работающих интервалов по отношению к общей длине открытого ствола, низкая скорость реакции кислоты с «холодным» доломитом.

Важным фактором, влияющим на эффективность кислотной обработки скважин, является глубина проникновения кислоты в пласт. Данный параметр зависит от скорости реакции кислоты с породой, которая в свою очередь определяется типом породы, составом кислоты, наличием реагентов-модификаторов [1]. Еще одним важным аспектом оптимизации кислотного воздействия для рассматриваемых условий является использование химических отклонителей.

Учитывая высокую неоднородность рассматриваемых продуктивных пластов, целью применения химических отклоняющих технологий является вовлечение в обработку всех зон обрабатываемого интервала.

Следующий аспект – индивидуальный подход к проектированию кислотного воздействия для каждой скважины, который включает в себя проведение лабораторных исследований кислотных составов (КС), моделирование кислотного воздействия и разработку дизайнов обработки [2].

С целью подбора эффективного состава для рассматриваемых условий проведены лабораторные исследования модифицированных КС. На рисунке 1 представлены результаты лабораторных исследований кинетики скорости реакции растворения породы рассматриваемого объекта с КС на основе 12, 20, 24 % соляной кислоты. Выявлено, что модификация КС позволяет повысить скорость реакции КС с породой.

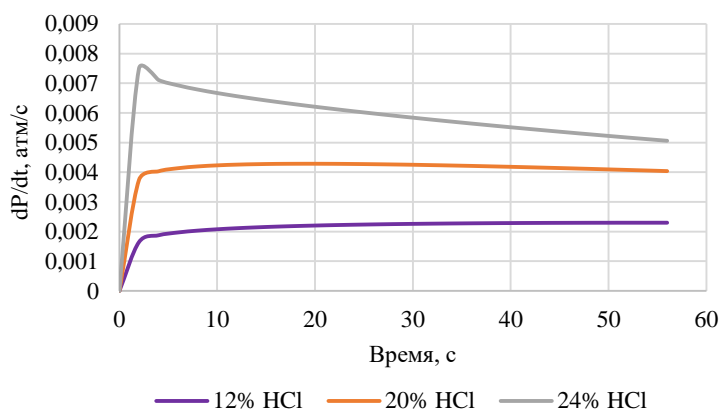


Рисунок 1 – Изменение скорости реакции растворения породы

Поскольку рассматриваемый объект представлен низкотемпературными доломитами, в которых скорость реакции HCl-доломит значительно ниже, чем для HCl-известняк [1], низкая концентрация используемой соляной кислоты не позволяет успешно растворять карбонатную породу, в связи с чем рекомендуется использование КС с повышенной концентрацией соляной кислоты.

С учетом полученных результатов, предлагается технология КО ГС, которая включает в себя предварительную закачку химического отклонителя через гибкую насосно-компрессорную трубу с последующей обработкой целевых низкопроницаемых интервалов ГС основным КС с повышенной концентрацией HCl и реагентом-модификатором, ускоряющим скорость реакции состава с карбонатной породой, что позволяет повысить эффективность КО в данных условиях. На рисунке 2 представлены полученные в ходе моделирования КО прогнозные значения дебитов скважины по жидкости после обработки по предлагаемой технологии – наблюдается прирост показателя после КО.

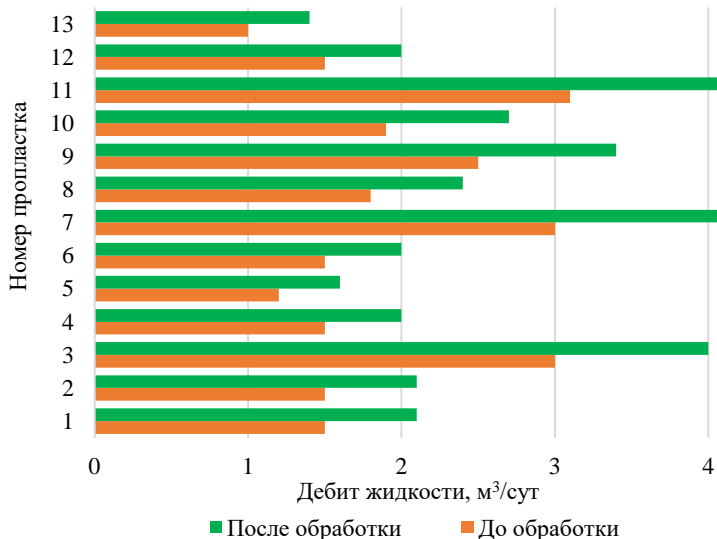


Рисунок 2 – Работа пласта после КО (1, 2 и т.д – номер пропластка)

Таким образом, разработаны рекомендации по повышению эффективности кислотного воздействия в условиях низкотемпературного трещиноватого доломитового объекта. Произведена оценка результатов КО по данной технологии. Можно выделить несколько ключевых факторов успешной кислотной обработки ГС в условиях низкотемпературных трещиноватых карбонатных коллекторов:

- закачка отклонителя в горизонтальный ствол скважины перед основным КС;
- определение целевых интервалов для обработки основным КС;
- модификация кислотного состава с целью обеспечения оптимальных условий для растворения породы.

1. Economides M.J., Nolte K.G. Reservoir Stimulation. 3rd Edition. West Sussex, England: John Wiley & Sons, Ltd. 2000. 856 с.

2. Комплексные лабораторные исследования технологии кислотной обработки терригенного и карбонатного коллекторов, в том числе с применением самоотклоняющихся составов / Н. Н. Барковский, В. В. Плотников, О. И. Якимов [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтегазовых месторождений. – 2016. – № 7. – С. 36–43.



# СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ЛОГИСТИЧЕСКОЙ ИНФРАСТРУКТУРЫ НЕФТЕХИМИЧЕСКИХ ПРЕДПРИЯТИЙ

*О.В. Томазова, М.О. Ромас*

*Самарский государственный технический университет, Россия, г. Самара*

*E-mail: [ovtom@mail.ru](mailto:ovtom@mail.ru), [romas\\_mo@mail.ru](mailto:romas_mo@mail.ru)*

В современном мире во всех развитых странах значительную роль для промышленности играют предприятия химической и нефтехимической отрасли. Это связано с потребностью производств различного рода, химических веществ и продукции, получаемой на предприятиях нефтехимии, без которых не будет возможности производить огромный спектр товаров.

Особого внимания в нефтехимической отрасли заслуживает логистика. Так как основная масса производств имеет на вооружении установки, работающие по непрерывному циклу, для чего необходимо точное планирование доставки сырья на предприятие во избежание вынужденной остановки производства, а также своевременную отгрузку готового продукта.

Актуальной проблемой для предприятий нефтехимического комплекса является отсутствие мобильности и инфраструктуры в логистических операциях, издержки от которых «тормозят» развитие отрасли.

Логистика отрасли представлена в виде сливо-наливных эстакад, вагонов-цистерн, железнодорожных платформ, автоцистерн, резервуаров и хранилищ, железнодорожных путей. Данная номенклатура подразумевает под собой определенный перечень операций, необходимых для отправки, приемки и перевалки грузов. На современном этапе развития промышленности минимизация финансовых и временных издержек в логистических операциях является важным элементом успешного бизнеса, что при нынешней логистической инфраструктуре становится всё труднее реализовывать.

Основные логистические проблемы в нефтехимии в настоящий момент:

1. Устаревающий парк вагонов-цистерн и резервуаров;
2. Наличие потерь сырья/продукта при сливе, наливе и перетарке;
3. Отсутствие мультимодальности используемых емкостей и тары для доставки сырья/продуктов потребителю (вагоны-цистерны и автоцистерны применимы без перетарки только в прямом сообщении), соответственно – высокая цена доставки, повышенные временные издержки;
4. Отсутствие или посредственное наличие термоизоляции и термических контроллеров в повсеместно используемой таре для доставки нефтехимических/химических продуктов;
5. Необходимость в наличии резервуаров для временного хранения сырья или готовой продукции, или наличие дополнительных железнодорожных путей для отстоя вагонов-цистерн.

Современное состояние и тенденции химической и нефтехимической промышленности характеризуются наличием многообразных проблем, проявляющихся в производственно-коммерческой деятельности предприятий,

функционирующих в данном секторе экономики, среди которых главенствующее место занимает проблема достижения и поддержания конкурентоспособности производителей химии и нефтехимии. Поэтому, если промышленное предприятие данной отрасли экономики хочет иметь неоспоримые конкурентные преимущества перед аналогичными компаниями в мировом рыночном пространстве, то оно должно обладать тремя основными качествами: адаптивностью, гибкостью и инновационностью. [2]

Одним из вариантов совершенствования логистической системы на текущем этапе развития может послужить переход от вагонов-цистерн и автоцистерн к танк-контейнерам.

Танк-контейнер (Далее – ТК) является транспортным оборудованием, предназначенным для безопасной перевозки грузов автомобильным, железнодорожным и водным транспортом во внутреннем и международном сообщении, и для хранения как жидких опасных и безопасных грузов, так и сыпучих.

Конструкция ТК представляет собой каркас с одной или несколькими цистернами. Само каркасное устройство состоит из торцевой рамы и рамных компонентов, защищающих емкость от внешних перегрузок. [5]

Преимущества ТК перед цистернами:

- отсутствует необходимость перетарки сырья/продукции в пунктах перевалки.

Груз можно хранить в самих ТК до потребности, или напрямую перегрузить ТК на другой вид транспорта. Таким образом сохраняется первоначальное качество продукции, сокращается время простоя подвижного состава в ожидании погрузочно-разгрузочных операций, исключаются затраты на разогрев застывающих нефтепродуктов в пунктах перевалки и т.д.

- возможность отправки мелкой партии грузов. Минимальная партия – один ТК;

- ТК могут перевозиться совместно со стандартными контейнерами на водном транспорте на судах-контейнеровозах. При этом отпадает необходимость в накоплении нефтепродуктов в порту для загрузки их в суда-танкеры;

- возможность использования ТК как тары для временного либо постоянного хранения в пунктах их потребления, в результате чего предприятия сократят расходы на строительство резервуаров и хранилищ.

- плата за железнодорожную перевозку нефтепродуктов при использовании ТК значительно ниже, чем при использовании вагонов-цистерн;

- ТК экологичнее цистерн в своей эксплуатации, так как исключают промежуточные сливо-наливные операции.

Описанные преимущества предполагают больше логистических возможностей в организации перевозок продуктов нефтехимии и нефтепродуктов.

На ряду с переходом к танк-контейнерам логистической инфраструктуре предприятий нефтехимического комплекса потребуются организация и строительство контейнерных терминалов, включающих в себя площадки для

хранения ТК, оборудование для погрузки/разгрузки ТК, а также модернизация имеющихся сливо-наливных эстакад под ТК.

Результат совершенствования таким образом логистической инфраструктуры позволит предприятиям нефтехимии уменьшить резервуарный парк и количество хранилищ для сырья и готовой продукции, и ограничиться строительством контейнерных терминалов. Помимо этого, сократится время приёмки, разгрузки, загрузки и отправки грузов потребителям. Следующим положительным моментом станет упрощенная система доставки продукта до потребителя, исключая перетарку в пунктах перевалки и вынужденные простои груза в ожидании комплектности судна или состава для отправки.

#### Заключение

Танк-контейнер – это современное транспортное оборудование, способное снизить транспортные затраты на доставку груза, при этом исключить потерю качества продуктов, что положительно скажется на конечных потребителях и даст конкурентное преимущество их производителям. Также за счет применения ТК будет минимизировано вредное воздействие на экологию в пунктах перевалки.

Организация и строительство контейнерных терминалов на предприятиях нефтехимии наряду с применением ТК позволит предприятиям сократить время потерь производственного цикла и сроков доставки заказов потребителям, соблюдая договорные обязательства, а также ускорит интеграции всех материальных потоков в производственном процессе.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Ефременкова Т.Е., Стародуб М.В.* Логистика в нефтегазовой отрасли. // Современные проблемы науки и образования. – ФГБОУ ВО «Кубанский государственный технологический университет» – 2018 – с. 119-120.
2. *В. Р. Медведева.* Инновационная логистика как инструмент управления предприятиями химии и нефтехимии с целью оптимизации их функционирования и развития. // Вестник Казанского технологического университета. – 2014 – с. 381-385.
3. *Москвичева Е.Е.* Автореферат «Совершенствование технологических решений в организации работы контейнерных терминалов. – Екатеринбург – 2011 – с.21
4. *Кислицин Е.В.* Конкуренция на рынках нефтехимической промышленности: эмпирический анализ. // e-FORUM. 2020. № 1 (10).
5. *Акельев А.С., Телегина В.А.* Определение целесообразности использования танк-контейнеров для перевозки нефтепродуктов. // Научно-техническое и экономическое сотрудничество стран АТР в XXI веке. – Дальневосточный государственный университет путей сообщения – Хабаровск – 2020 – с.49-53

# ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ГРП НА КАМЕННОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

*Н.А. Москвин, А.А. Подъячев*

*Самарский государственный технический университет*

*г. Самара, Россия*

## **Аннотация:**

В статье проведен анализ результативности применения ГРП на различных типах скважин (наклонно-направленных и горизонтальных). Результаты фактического бурения скважин говорят о низкой эффективности разработки наклонно - направленными скважинами и горизонтальными скважинами без дополнительного воздействия на призабойную зону пласта.

The article analyzes the effectiveness of hydraulic fracturing in various types of wells (directional and horizontal) and in various exploited reservoirs. The results of the actual drilling of wells indicate the low efficiency of the development of directional wells and horizontal wells without additional impact on the bottomhole formation zone.

**Ключевые слова:** горизонтальные скважины, наклонно-направленные скважины, викуловская свита, залежь, пласт, гидроразрыв пласта, месторождение

Актуальность исследования обусловлена тем, результаты фактического бурения скважин викуловской свиты, а также расчеты показателей разработки говорят о низкой эффективности разработки наклонно-направленными скважинами и горизонтальными скважинами без применения гидравлического разрыва пласта.

Объектом исследования является результативность разработки викуловской свиты наклонно-направленными и горизонтальными скважинами.

Продуктивные отложения викуловской свиты в основном представлены слоистой песчано-алевритовой толщей и являются низкопроницаемыми. Коллекторы содержат свободную подвижную воду. Объекты Краснотеневского месторождения с большой нефтенасыщенной мощностью разбурены с помощью наклонно-направленных скважин. В связи с риском прорыва воды из нижележащих водоносных прослоев, разбуривание ведется горизонтальными скважинами.

Анализ результатов разработки эксплуатационных объектов Краснотеневского месторождения показал, что основное внимание уделено не разбуренным участкам викуловской свиты (объект ВК<sub>1-3</sub>) содержащим порядка 40% геологических запасов объекта, а также пластам тюменской свиты (объект ЮК<sub>2-9</sub>), которые в настоящее время начинают активно вырабатываться.

Эффективность горизонтальных скважин (ГС) определялась исходя из сравнения их показателей добычи с рядом расположенными наклонно-направленными скважинами (ННС) с ГРП.

Расположение анализируемых четырех ГС и рядом расположенных шести ННС с ГРП, вошедших в анализ, приведено на рисунке 1.

При входном значении горизонтальных скважин 27,5 т/сут, против

субвертикальных – 21,0 т/сут, дебит нефти быстро снижается до уровня наклонно-направленных скважин. По обеим группам скважин полученное снижение дебита нефти связано с падением дебита жидкости (по горизонтальным с 31,8 т/сут до 7,9 т/сут, по наклонно-направленным с 104,0 т/сут до 33,9 т/сут) по причине отставания формирования системы заводнения и сложных горно-геологических условий.

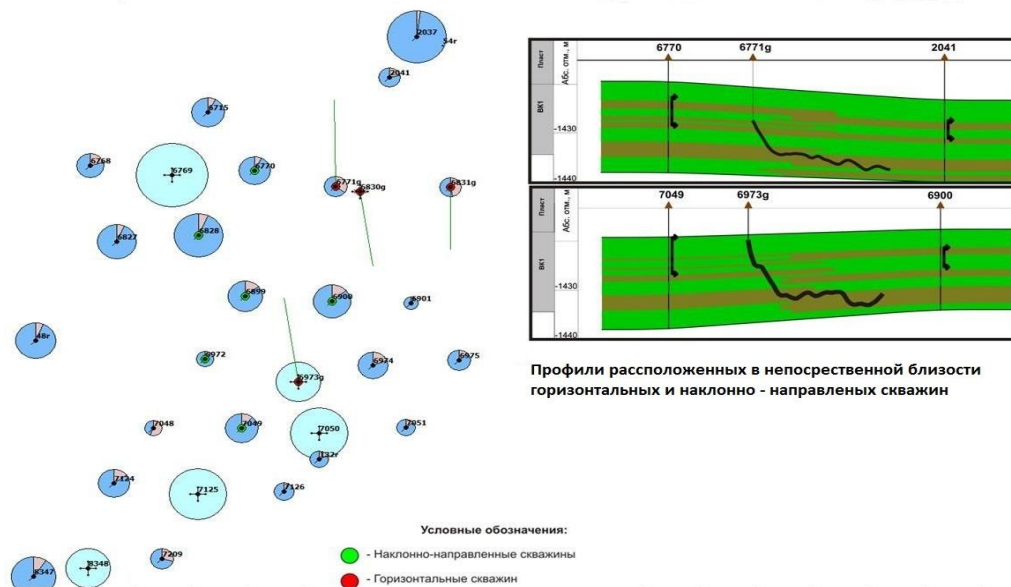


Рисунок 1 – Расположение горизонтальных и наклонно-направленных скважин.

Таким образом, среднее значение дебита нефти и его динамика для горизонтальных скважин без ГРП и наклонно-направленных скважин с ГРП сопоставимы, при этом горизонтальные скважины характеризуются значительно меньшей обводненностью. На рисунке 2 приведено сравнение в динамике дебита нефти по группам скважин.

На скважинах №№ 6771g и 6973g провели ГРП, после чего отмечен рост дебита нефти в 2,5-3 раза (с 6,1 до 15,9 т/сут и с 4,1 до 13,7 т/сут соответственно). Увеличение добычи нефти объясняется подключением в процесс дренирования нефтенасыщенных пропластков ранее не вовлеченных в разработку.

Создаваемая при гидроразрыве трещина увеличивает коэффициент охвата, что положительно сказывается на добычи. Обводненность продукции при этом также увеличилась (в среднем с 30 до 50%). Таким образом, технология ГРП показала высокую эффективность не только в наклонно-направленных, но также в горизонтальных скважинах.

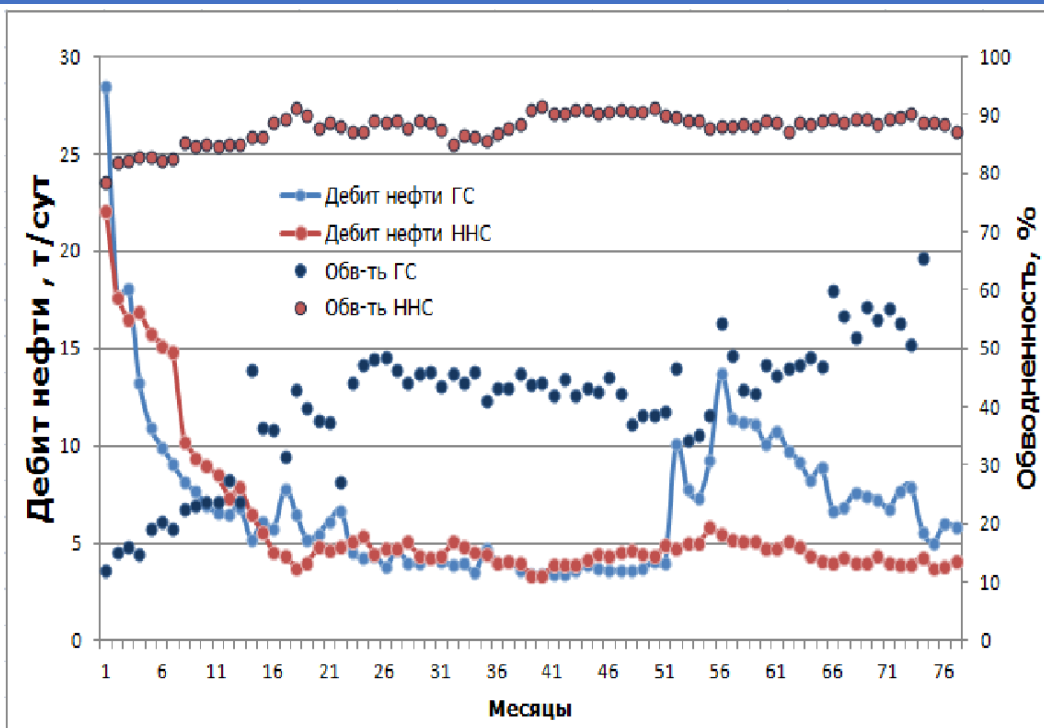


Рисунок 2 – Динамика дебита нефти горизонтальных скважин и наклоннонаправленных с ГРП

Но в связи с тем, что стимуляция скважин проводилась на переходящем фонде, уже отобравшем значительный объем запасов участка, сложно понять истинный потенциал ГРП.

Тем не менее, при сопоставимых дебитах нефти, горизонтальные скважины по сравнению с наклонно-направленными обеспечили меньший дебит жидкости и, как следствие, меньшую обводненность (50-60% против 80 %) (Таблица 1). Это объясняется проводкой горизонтального ствола и несовершенством дизайна ГРП в наклонно-направленных скважинах, при котором создаваемая трещина вскрывала расположенный ниже по разрезу водонасыщенный пласт.

Сопоставление показателей эксплуатации горизонтальных скважин и наклонно-направленных, пробуренных в близких геологических условиях, показывает, что **горизонтальные скважины более эффективны**. Входные показатели по ним в 2 раза выше, чем по наклонно-направленным. Входная обводненность по тем и другим одинаковая.

Применение ГРП на наклонно-направленных скважинах позволило увеличить их продуктивность. Средний входной дебит жидкости по ним увеличился до 51,3 т/сут и до 19,6 т/сут по нефти. При этом отмечается рост обводненности.

Таблица 1 – Технологические показатели эффективности применения горизонтальных скважин и наклонно-направленных с ГРП

Тип скважины	Входные показатели			Средние показатели (на 01.01.2020 г.)			Удельная накопленная добыча нефти, тыс. т/скв
	Дебит нефти, т/сут	Дебит жидкости, т/сут	Обводненность, %	Дебит нефти, т/сут	Дебит жидкости, т/сут	Обводненность, %	
ГС	28.7	32	4	5.7	14.6	60.4	9.0
ННС	25	105	76	4.4	46.8	82.9	14.7

Таким образом, дальнейшие перспективы применения горизонтальных скважин напрямую связаны с применением гидроразрыва. Поэтому на викуловской свите необходимо продолжить опробование ГРП на горизонтальных скважинах, в т.ч. при выходе их из бурения. При этом необходимо совершенствовать технологию ГРП с целью минимизации рисков преждевременного обводнения, например, опробовать направленный многостадийный ГРП со вскрытием только пласта ВК<sub>1</sub>. Создание множественных трещин ГРП в горизонтальном стволе позволиткратно увеличить дебиты в условиях неоднородного высокорасчлененного коллектора, а управление геометрией трещины и её ориентация в пласт ВК<sub>1</sub> снизит объем добываемой воды. Кроме того, положительным фактором этой технологии является снижение капитальных затрат на бурение за счет перехода на горизонтальный профиль, возможность заменить несколько субвертикальных скважин одной горизонтальной скважиной с несколькими ГРП.

Скважина завершена бурением, в скважине выполнено 3 ГРП по 17 т проппанта на каждый интервал. Скважина закончена цементируемым хвостовиком с проведением гидropескоструйной перфорацией между стадиями ГРП. Диаметр эксплуатационной колонны – 178 мм, диаметр хвостовика – 114 мм.

Скважина была введена в эксплуатацию и находилась в непрерывной работе более 3-х лет. За время эксплуатации дебит жидкости снизился более чем в 2 раза, дебит нефти сократился в 4 раза, обводненность выросла. В рамках ОПР планировалось проведение трех стадий ГРП с закачкой по 15 т проппанта, но из-за технологических проблем с подготовкой скважины успешно было реализовано две стадии. Запускной прирост дебита нефти по скважине составил более 10 т/сут, что соответствует плановым показателям (Рисунок 3).

Таким образом, проведенные ОПР подтвердили эффективность повторных ГРП между ранее выполненными ГРП в ГС с цементируемым хвостовиком.

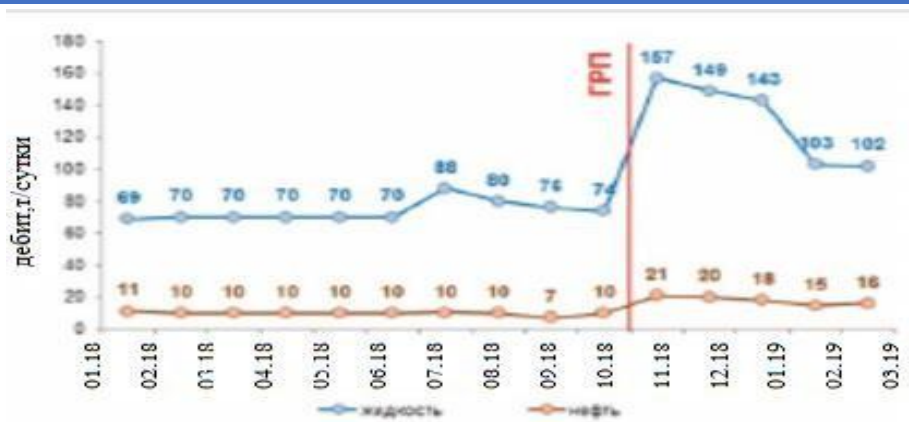


Рисунок 3 – Динамика работы скважины до и после проведения повторного МГРП

По эффективности применения ГС в условиях викуловской свиты можно сделать следующие выводы:

- Проведение ГРП в горизонтальных скважинах переходящего фонда значительно увеличивает продуктивность скважин. В среднем, дебит нефти после ГРП вырос в 2,5-3 раза;
- Рост дебита нефти сопровождается ростом добычи воды. Однако, обводненность ГС ниже обводненности ННС в среднем на 20-30%;
- В дальнейшем для пластов викуловской свиты рекомендуется опробовать технологию бурения ГС с проведением направленных ГРП, в т.ч. многостадийных. Важнейшим элементом при планировании мероприятий является обеспечение такой геометрии трещины ГРП, которая бы позволила обеспечить значительный дебит нефти при минимальном влиянии нижележащих водонасыщенных пластов.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Методы увеличения нефтеотдачи и технология АСП, Я.Е. Волокитин, М.Ю. Шустер, В.М. Карпан, 2015.
2. Уточнение геологического строения тюменской свиты Красноленинского месторождения с разработкой рекомендаций и выделением первоочередных участков для разведочного и опережающего эксплуатационного бурения».
3. Оркин К.Г., Юрчук А.М. Расчёты в технологии и технике добычи нефти. М.: Недра, 2011 - 380 с.
4. Закиров С.Н., Индрупский И.М. Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа. Часть 2; 2009. - 488 с.
5. Мищенко, И.Т. Сборник задач по технике нефтедобычи / И.Т. Мищенко, В.А. Сахаров, В.Б. Грон, Г.И. Богомольный. – М.: - 2-е изд., доп. «Недра», 1984. – 272 с.
6. Дополнение к технологической схеме разработки Красноленинского нефтегазоконденсатного месторождения в пределах Каменного лицензионного участка(ООО «ТННЦ», 2012 г., протокол ЦКР №4924 от 11.11.2012 г.).



# ОБЗОР СУЩЕСТВУЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЙ ДОБЫЧИ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ

*А.М. Зиновьев, Р.Р. Мухаметзянов*

*ФГБОУ ВО «СамГТУ», ООО «СамараНИПИнефть»*

*г. Самара, Россия*

**Аннотация.** В статье авторы делают обзор существующих технологий добычи высоковязкой нефти. Определяют их преимущества и недостатки. Также определяют наиболее эффективную технологию разработки месторождений высоковязкой нефти.

**Ключевые слова:** сверхвязкая нефть (СВН), методы добычи, парогравитационный дренаж, холодная добыча, горячая добыча, химические методы добычи, физические методы добычи, метод пластового горения, комбинированный метод добычи.

В настоящее время многие месторождения традиционной нефти в России как и в Республике Татарстан, вступили в завершающую стадию разработки, тогда как месторождения нетрадиционного тяжелого углеводородного сырья обладают значительными запасами, а степень их выработанности крайне низка. Мировые запасы природной битуминозной нефти оценивается более чем в 800 миллиардов тонн. При этом Россия – один из лидеров по запасам, треть из которых находится на территории Республики Татарстан. Очевидно, что в XXI веке доля добычи тяжелых углеводородов в общем объеме добычи нефти будет расти.

Определяющую роль в обеспечении эффективной разработки месторождений СВН играют современные технологии, обобщение применения которых изложено ниже. Известно [1], что для добычи сверхвязкой нефти применяются рудничные (шахты, карьеры) и скважинные способы. При этом добыча СВН скважинными методами с высокими технологическими показателями возможна только в случае снижения вязкости в пластовых условиях до уровня традиционно добываемых нефтей [2].

По результатам обзора и анализа научно-технической литературы методы добычи СВН классифицируются на 3 группы с учетом проявления соответствующих механизмов: холодные, горячие, физические.

Холодная добыча тяжелой нефти с песком (Cold Heavy Oil Production with Sand – CHOPS) [16] применяется для добычи тяжелой нефти, залегающей в продуктивных пластах неконсолидированного песчаника толщиной от 1 до 7 метров. При использовании этого метода осуществляют добычу СВН в вертикальной скважине вместе с породой коллектором.

Также к группе «холодных» методов добычи СВН отнесён способ с применением растворителей (VAPorEXtraction – VAPEx) закачиваемых в пласт в режиме гравитационного дренажа.

Известен опыт применения микробиологического метода повышения нефтеотдачи (Microbial Enhancement of Oil Recovery – MEOR) месторождений СВН, в основе которого лежит превращение тяжелых углеводородов в легкие фракции непосредственно в пласте за счет размножений внесенных в пласт микроорганизмов, использующих нефть в качестве источника питания. Вместе с такими бактериями.

Имеется еще одна технология разработки в группе холодных методов, это технология холодного заводнения, которая оценена специалистами Ухтинского государственного технического университета в лабораторных условиях. По результатам исследований было выявлено, что фильтрация нефти в процессе разработки залежи на естественном режиме и при холодном заводнении в коллекторах с проницаемостью менее 1 мкм<sup>2</sup> трудно реализуема.

Таким образом, в группе «холодных» методов разработки месторождений СВН есть свои преимущества: низкие энергозатраты, отсутствие необходимости проведения специальных коммуникаций. При этом отметим ряд недостатков: ограничения по максимальным значениям вязкости нефти, высокие величины фильтрационных сопротивлений частей пласта, насыщенных малоподвижной нефтью, приводящих к низким темпам разработки.

К группе «физических методов добычи СВН относятся те методы, положительный эффект от применения которых достигался в основном в результате проявления соответствующего механизма физического воздействия на пласт.

Кудиновым В.И. [11] было научно обосновано применение технологий термополимерного воздействия на залежи вязкой нефти, импульсно-дозированного теплового воздействия на пласт (ИДТВ), комбинированного теплоциклического воздействия на пласт через системы нагнетательных и добывающих скважин (ТЦВП).

По технологии ИДТВ предусмотрена циклическая закачка в скважину теплоносителя и холодной воды в объемах, обеспечивающих создание и поддержание в пласте эффективной температуры в соответствии с геологическими условиями.

Также определена перспективность применения технологии плазменно-импульсного воздействия (ПИВ) для месторождений СВН Татарстана и Республики Коми по следующим критериям [12]:

- снижение интенсивности тиксотропных свойств высоковязких нефтей, достигаемое за счет диспергирующего действия иницируемых упругих волн на основе структурообразующие компоненты нефти – асфальтены;
- гидрофобизирующее воздействие на пористую среду коллектора, способствующее снижению капиллярных давлений и улучшению фильтрационно-емкостных характеристик продуктивного пласта;
- перестройка структуры нефти, сохраняющейся продолжительное время.

Эффективность применения электрофизических методов увеличения нефтеотдачи месторождений СВН для многолетнемерзлых пород большой толщины подтверждена по данным работ [13], в которых предложен нагрев воды на забое скважин Тазовского месторождения с использованием высокочастотного электромагнитного комплекса. Это позволило исключить капитальные и текущие затраты на строительство и эксплуатацию нагревательных установок и обеспечить безаварийную работу нагнетательных скважин, а также предупредить отложение асфальтено-смоло-парафиновых отложений и насосно-компрессорных трубах и устьевом оборудовании.

Мифтаховым Ф.И. [14] отмечена растущая популярность различных вариантов модификаций вибрационно-волновых технологий, связанных с достаточной простотой внедрений, чистотой выполнения работ, пригодностью метода практически для любых геологических условий и дополнительным воздействием на близлежащие скважины.

Микроволновой гравитационный дренаж в условиях высокой водонасыщенности пластов по данным [15] позволил повысить нефтеизвлечение на месторождениях СВН юга Турции при непрерывном микроволновом нагреве за счёт применения новой конструкции графитового сердечника.

Таким образом к положительным аспектам группы «физических» методов добычи СВН относятся: простота применения, низкие энергетические и материальные затраты, отсутствие необходимости отделения химических реагентов от нефти, высокая экологичность.

К отрицательным сторонам группы «физических» методов добычи СВН относятся низкая эффективность таких методов добычи-возможность достижения КИН до 0,3 д.ед.

Эффективная технология разработки месторождений СВН должна строиться на использовании таких способов извлечения нефти, которые позволяют вовлечь в разработку низкопроницаемую часть пласта, содержащую основные запасы нефти. Для реализации этой цели, в большинстве проектов разработки месторождений СВН предусмотрено применение «горячих методов воздействия на пласт [7], которые можно объединить в три подгруппы: «тепловые», «химические» и «гибридные».

Увеличение нефтеотдачи пласта при закачке в него теплоносителя достигается за счет снижения вязкости нефти под воздействием тепла, что способствует увеличению коэффициента охвата и повышает коэффициент вытеснения [5].

Среди технологий извлечения СВН, основанных на использовании пара, выделены методы с применением циклической закачкой пара в одну скважину (Cyclic Steam Stimulation – CSS) [6] и парогравитационного дренирования (SAGD) [3,4] с применением системы горизонтальных скважин. Закачка пара в верхний горизонтальный ствол нагнетательной

скважины обеспечивает прогрев нефти и снижение ее вязкости до 300-400 раз [8].

Паротепловой метод добычи нефти с применением внутрислоевого горения использовался для увеличения нефтеизвлечения на месторождениях СВН. Известно, что внутрислоевое горение – физико-химический окислительный процесс, при котором происходят химические превращения веществ с выделением большого количества тепла и образованием продуктов реакций.

К «химическим» методом в группе «горячих» технологий добычи СВН относится технология, эффект в которой достигается, в первую очередь, за счет применения химреагентов.

Так, Малюковым В.П. и Алибековым М.Э. была предложена технология Н-СОЛВ, подразумевающая закачку нагреты теплоносителей без применения пара, что позволит снизить энергозатраты [10].

К преимуществам «химических» методов можно отнести: сниженные энергозатраты по сравнению с паровым воздействием, возможность сравнительно легкого отделения из продукции скважин используемых химреагентов. К недостаткам относятся: высокие затраты с учетом стоимости и объемов применяемых растворителей, специальные требования к наличию оборудования и сравнительно небольшой КИН, в связи с чем такие технологии не получили широкого распространения.

«Гибридные» методы в группе «горячих» технологий добычи СВН представляют собой варианты сочетаний «тепловых» методов с применением различных химреагентов: расширяющих растворителей, щелочей, полимеров, окислителей.

На Ашальчинском месторождении СВН Республики Татарстан Ибрагимовым Н.Г. [9] был описан опыт освоения с помощью вертикальных скважин методами внутрислоевого горения, паротеплового и парогазового воздействия. Апробируемые технологии показали низкую эффективность и не преодолели статуса ОПР, так как себестоимость добычи существенно превысила затраты на добычу.

При использовании паротепловых методов воздействия на пласт, в традиционных вертикальных скважинах возможна быстрая миграция пара к добывающим скважинам через прикровельную часть продуктивного пласта, в которой скапливаются его значительные объемы. Для решения данной проблемы институтом «ТатНИПИнефть» была разработана конструкция горизонтальной скважины для применения парогравитационного дренажа, позволяющая управлять процессом нагнетания теплоносителя в пласт. Это позволило вовлечь в разработку неохваченные воздействием участки пласта и увеличить КИН.

Таким образом, к положительным сторонам «тепловых» методов добычи СВН можно отнести: широкий диапазон условий применения; упрощение транспортировки добываемой нефти и отсутствие необходимости отделения применяемых химических реагентов от нефти; высокие значения

коэффициента охвата и вытеснения; относительно высокая экологичность по сравнению с добычей с применением химреагентов. Кроме того, отмечу, что зачастую наибольшую эффективность «тепловые» методы разработки СВН могут обеспечить при повторении циклов воздействия. К недостатком относятся: высокие энергозатраты, а также необходимость прокладки специальных коммуникаций для подачи теплоносителя.

Таким образом, в мировой практике наибольшее распространение получили «горячие» методы добычи СВН, а именно «тепловые» и «гибридные», сочетающие в себе положительные стороны теплового и химического воздействия, и позволяющие достичь высокого коэффициента извлечения за счет взаимовлияния технологий. При этом «холодные» и «физические» методы обладают низкой эффективностью, а чисто «химические» методы значительно удорожают процесс добычи СВН.

### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Рузин, Л.М. Инновационные направления разработки залежей высоковязких нефтей и битумов / Л.М. Рузин // Нефтяное хозяйство. – 2012. - №1. - С. 70-73.
2. Муслимов, Р.Х. Комплексное освоение тяжелых нефтей и природных битумов пермской системы Республики Татарстан / Р.Х. Муслимов, Г.В. Романов, Г.П. Каюкова и др. – Казань: Изд-во «ФЭН» Академии наук РТ, 2012. – 396 с.
3. Липаев, А.А. Совершенствование системы разработки битумных месторождений на основе геотеплового моделирования пластов / А.А. Липаев, И.И. Маннанов, В.А. Чугунов, В.Д. Шевченко, З.А. Янгуразова // Нефтяное хозяйство. – 2007. - №1. - С. 46-47
4. Butler, R.M. SAGD comes of Age / R.M. Butler // JCPT, Jul. - 1998. Vol. 37. No.7.
5. Каширцев, В.А. Месторождения природных битумов на северо-востоке Сибирской платформы (Российский сектор Арктики) / В.А. Каширцев, А.Э. Конторович, В.Л. Иванов // Геология и геофизика. – 2010. - Т. 51. – № 1. – С. 93–105.
6. Wilson A. Cyclic Steam Stimulation Results in High Water Retention for Kuwaiti Heavy-Oil Field //Journal of Petroleum Technology. 2018. Vol. 70. - No. 3. – Pp. 80-82.
7. Ибатуллин, Р.Р. Технологические процессы разработки нефтяных месторождений. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2011. – 304 с.
8. Tachautdinov, Sh. Modern SAGD Technology / Sh. Tachautdinov, N. Ibragimov, R. Khisamov, R. Ibatullin, M. Amerkhanov, A. Zaripov. — From Modeling to Field Monitoring: World Heavy Oil Congress (WHOC 14-257) 5–7 March 2014, New Orleans.
9. Ибрагимов, Н.Г. Перспективы развития технологии строительства скважин для добычи сверхвязких нефтей и природных битумов / Н.Г. Ибрагимов, Ф.Ф. Ахмадишин, Р.Р. Ибатуллин, Г.С. Абдрахматов, М.И. Амерханов, А.Р. Исхаков // Нефтяное хозяйство. – 2013. - №7. - С. 52-53.
10. Малоков, В.П. Инновационные технологии интенсификации добычи нефти из неоднородных пластов на месторождениях сверхвязких нефтей Татарстана / В.П. Малоков, М.Э. Алибеков // Вестник РУДН. 2015. –№3. - С.102-110.

11. Кудинов, В.И. Тепловые технологии разработки сложнопостроенных месторождений вязких и высоковязких нефтей / В.И. Кудинов // Георесурсы. - 2009. - № 2(30). - С. 16-20.
12. Молчанов, А.А. Обоснование применения плазменно-импульсной технологии повышения нефтеотдачи пластов на месторождениях с высоковязкими нефтями / А.А. Молчанов, И.Е. Долгий, А.В. Козлов // Записки Горного института. - 2012. - Т. 199. – С. 370-374.
13. Конесев, С.Г. Современные технологии добычи высоковязкой нефти / С.Г. Конесев [и др.] // Электротехнические системы и комплексы: сб. науч. работ, 2013. – С. 301-306.
14. Мифтахов, Ф.И. Пути подхода к решению проблемы рентабельной разработки мелких и мельчайших залежей высоковязких нефтей в сложнопостроенных карбонатных коллекторах / Ф.И. Мифтахов // Георесурсы. - 2011. – № 2(38). – С. 8-11.
15. Hascakir, B. Microwave Assisted Gravity Drainage of Heavy Oils / Berna Hascakir, Cagdas Acar, Birol Demiral, Serhat Akin // International Petroleum Technology Conference. - 2008. - С. 2-9.
16. Dusseault, M. CHOPS in Jilin Province, China / Dusseault M. , Ma Y., Xu B., Chun Xiu Liang, Wu G. // SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium and International Horizontal Well Technology Conference, 4-7 November, 2002, Calgary, Alberta, Canada.

УДК 622.24

## ГЕОМЕХАНИЧЕСКИЙ МЕТОД ОБЕСПЕЧЕНИЯ УСТОЙЧИВОСТИ СТВОЛА СКВАЖИНЫ

*К.В. Парфенов*

*Самарский государственный технический университет*

*г. Самара, Россия*

*email: [kparfenov@mail.ru](mailto:kparfenov@mail.ru)*

В данной работе представлен геомеханический метод обеспечения устойчивости ствола скважины, который позволит предотвратить возможные осложнения на этапе проектирования. На сегодняшний день в бурении стали чаще прибегать к созданию геомеханической модели, так как горные породы имеют многослойные залегания и находятся в условиях трехосного неравномерного напряженного состояния. Для решения данной задачи на кафедре «Бурение нефтяных и газовых скважин» СамГТУ была реализована установка на независимое трехосное нагружение.

**Ключевые слова:** коэффициент Пуассона, модуль Юнга, буровой раствор, независимое трехосное нагружение, напряженно-деформированное состояние, керн.

Условия залегания горных пород и информация об их свойствах являются необходимым перечнем знаний при разработке проектов буровых работ. На

устойчивость ствола горной выработки влияют геомеханические процессы [1, 2], которые необходимо учитывать для предотвращения осложнений на всех стадиях сооружения и эксплуатации скважины. Так как большинство пород сложены глинистыми отложениями, то особое внимание уделяется устранению нарушений устойчивости в глинистых формациях.

В процессе бурения происходят увеличение диаметра скважины (ывалы), уменьшение диаметра (набухание), потери бурового раствора, плохая очистка ствола, наблюдаются проблемы, связанные с контролем скважины. Сдвиговые разрушения происходят в случае, когда естественное поле напряжений перераспределяется и впоследствии превышает касательные или сдвиговые напряжения пород [3].

За основу кинематики установки для истинного трехосного сжатия, была взята испытательная система трехосного независимого нагружения (ИСТНН) Института проблем механики РАН [4]. Инновационность конструкции состоит, прежде всего, в том, что исследуемый образец керна с трёх сторон равномерно нагружается независимыми друг от друга прижимными плитами. Для этого внутреннее пространство установки было спроектировано как уменьшающийся куб. Соответственно и эталонная цилиндрическая форма керна была заменена кубической.

Кинематика этого процесса заключается в принципе движения плит с заходом друг относительно друга. Рабочая камера установки и образец керна имеют одинаковую форму – куба. Особенностью конструкции узла нагружения является то, что поверхность, контактирующая с образцом имеет размер несколько больший, чем размер грани образца, и в рабочем положении нажимные плиты установлены с заходом относительно друг друга. Таким образом, активная нажимная плита, сдвигает две соседние нажимные плиты в осевом направлении, деформируя образец в том же направлении [5].

Анизотропия горных пород оказывает существенное влияние на процесс бурения скважин: устойчивость ствола, его искривление и режимы бурения. Изучение влияния анизотропии горных пород на бурение скважины позволит оценить устойчивость ствола, подобрать оптимальные режимы и схему заканчивания скважины [6]. Для определения анизотропии породы в прижимные пластины установлены акустические датчики эмиссии, три излучающих и три принимающих датчика, которые измеряют скорости в трех перпендикулярных направлениях. Методом измерения времени и формы затухания сигнала определяются модуль Юнга, коэффициент Пуассона и Модуль сдвига.

По закону Паскаля давление передается жидкостью одинаково во всех направлениях. Коэффициент Пуассона для горной породы можно определить, подсчитав отношение поперечной деформации к продольной деформации.

Для мягких, молодых глинистых пород характерны высокие значения коэффициента Пуассона, поэтому горизонтальные напряжения в естественных условиях залегания высоки. Крепкие и хрупкие породы (такие как древние доломиты) имеют меньший коэффициент Пуассона, поэтому в них меньшая часть вертикальной нагрузки передается в горизонтальном направлении. Иначе говоря, некоторые породы деформируемы в большей степени, чем другие; и они имеют относительно больший коэффициент Пуассона. Более хрупкие породы имеют меньший коэффициент Пуассона; они меньше деформируются под нагрузкой [7].

Для определения плотности бурового раствора необходимо знать коэффициент Пуассона для разбуриваемой породы. Выбор оптимальной плотности бурового раствора является важнейшим мероприятием для предотвращения обрушения породы в скважину.

Иначе говоря, проводя эксперименты на кернах насыщенных определенными буровыми растворами, можно определить изменения коэффициента Пуассона и модуля сдвига. Благодаря полученным изменениям значений данных коэффициентов, можно судить о влиянии бурового раствора на механические свойства горной породы. Следовательно, возможно оценить устойчивость породы к обвалообразованию. Теория исследования влияния механических свойств горной породы на буровой раствор подтверждается в экспериментах [3].

Испытания на данной установке позволят определить коэффициент Пуассона и модуль Юнга, которые нужны для расчета устойчивости ствола скважины на стадии проектирования и предотвращения, возможных обвалообразований и закладывания оптимальных профилей скважин. Также подобные эксперименты следует проводить при появлении осложнений и аварийных ситуаций, таких как прихваты и потери бурового раствора. Благодаря этому можно повысить технико-экономические показатели бурения, а, следовательно – получить нужный дебит.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Алиев М.М., Исмагилова З.Ф., Бурмистрова Н.Н. Геомеханические модели сдвигового разрушения многослойных горных пород // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). 2020. – №8. – С. 52-61. DOI: 10.25018/0236-1493-2020-8-0-52-61.
2. Лядова Н.А., Клыков П.И., Предеин А. А. Численное решение задач геомеханики (на примере месторождения шельфа Балтийского моря) // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2020. – Т.20. – №2. – С. 126-136. DOI: 10.15593/2224-9923/2020.2.3
3. Доровских И.В., Подъячев А.А., Павлов В.А. Влияние изменения механических свойств горных пород при насыщении буровым раствором на напряженное состояние прискважинной зоны // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2014. – № 11. – С. 31-38.
4. Karev V.I., Kovalenko Yu.F. Triaxial loading system as a tool for solving geotechnical problems of oil and gas production // True Triaxial Testing of Rocks. Leiden: CRC Press/Balkema, 2013. pp. 301–310.
5. Парфенов К.В. Разработка установки для проведения исследований на независимое трехосное нагружение кубического образца керна // Сборник материалов V Международной научно-практической конференции молодых ученых Энергия молодежи для нефтегазовой индустрии. – 2020. – С. 278-282.
6. Коваль М.Е., Ляпин И.Н., Живаева В.В., Прохоров С.Д., Подъячев А.А., Букин П.Н. Обзор исследований анизотропии прочностных и упругих свойств горных пород // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2020. – № 5. – С. 47-51. DOI: 10.30713/2413-5011-2020-5(341)-47-51



7. Митчел Д. Безаварийное бурение: учебный курс / Хьюстон: Дрилберт Инжиниринг Инк. – 2001. – С. 126-127.

УДК 622.24.062 : 622.24.063.2

## **АНАЛИЗ КОЛЬМАТАЦИОННЫХ ПРОЦЕССОВ В ПРИФИЛЬТРОВОЙ ЗОНЕ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН, ЭКСПЛУАТИРУЮЩИХ ТЕРРИГЕННЫЕ ПЛАСТЫ**

*Е.О. Игнатьева<sup>1</sup>, С. Ю. Милькова<sup>1</sup>, В.П. Вежновец<sup>2</sup>*

*<sup>1</sup>Институт нефтегазовых технологий, ФГБОУ ВО «СамГТУ»  
г. Самара, Российская Федерация E-mail: ei120117@gmail.com  
<sup>2</sup>СООО «СинерджиКом», Республика Беларусь*

В статье представлены результаты анализа кольматационных процессов в призабойной зоне нагнетательных скважин, в которых в качестве жидкости нагнетания применяется пластовые воды, и экспериментального исследования состава пластовых вод для определения влияния его состава на кольматационные процессы в терригенных коллекторах. Проведен обзор литературных источников для оценки рисков при кислотных обработках терригенных пород.

**Ключевые слова:** буровой раствор, терригенные породы, кислотная обработка, пластовые воды, кольматация.

## **ANALYSIS OF COLMATATION PROCESSES IN THE NEAR-FILTER ZONE OF INJECTION WELLS EXPLOITING TERRIGENOUS FORMATIONS**

*E.O. Ignatieva<sup>1</sup>, S. Yu. Milkova<sup>1</sup>, V.P. Vezhnovets<sup>2</sup>*

*<sup>1</sup>Institute of Oil and Gas Technologies, FGBOU VO "SamGTU", Russian Federation E-mail: ei120117@gmail.com  
<sup>2</sup>SOOO "Synergicom", Republic of Belarus*

The article presents the results of the analysis of colmatation processes in the bottom-hole zone of injection wells, in which reservoir waters are used as the injection fluid, and an experimental study of the composition of reservoir waters to determine the effect of its composition on colmatation processes in terigenous reservoirs. A review of literature sources for risk assessment during acid treatments of terrigenous rocks is carried out.

**Keywords:** drilling mud, terrigenous rocks, acid treatment, reservoir waters, colmatation.

## Постановка задачи

Кольматация прифилтровой зоны нагнетательных скважин, в которых в качестве жидкости нагнетания применяются пластовые воды, является существенной проблемой. Для решения данной проблемы применяется ряд технологий, одной из которых является кислотная обработка призабойной зоны нагнетательной скважины [1]. Данный метод широко применим для обработки карбонатных коллекторов. В случае необходимости восстановления фильтрационных свойств призабойной зоны, сложенной терригенными коллекторами, данный метод имеет ряд ограничений в применимости. В статье рассмотрены процессы, приводящие к ухудшению работы нагнетательных скважин, предназначенных для закачки пластовых вод в терригенные пласты.

### Анализ влияния состава пластовых вод на возможность кольматации эксплуатируемого терригенного коллектора

Для определения возможности кольматации эксплуатируемого терригенного коллектора осадками, выпадающими из пластовых вод, был проведён шестикомпонентный анализ. Данные по составу пластовых вод представлены в таблице 1.

Таблица 1. Результаты шестикомпонентного анализа пластовых вод

Пластовые воды		На поверхности резервуара			Насос (концентрат)		
Визуальное описание		мутноватая жидкость, визуального осадка нет			мутноватая желтоватая жидкость, визуального осадка нет		
КВЧ, г/л		0,023			0,045		
Плотность, г/см <sup>3</sup>		1,166			1,191		
Минерализация, г/л		240,494			273,78		
рН		6,75			6,84		
Общая жесткость		80			80		
Содержание компонентов: мг/л; мг-экв/л; %-экв	Cl <sup>-</sup>	145386	4100	49,786	165243,6	4660	49,73
	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	134,2	2,2	0,027	146,4	2,4	0,026
	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	741,32	15,435	0,187	1100,86	22,92	0,245
	Ca <sup>2+</sup>	1002	50	0,607	1002	50	0,534
	Mg <sup>2+</sup>	364,5	30	0,364	364,5	30	0,32
	Na <sup>+</sup> +K <sup>+</sup>	92865,61	4037,635	49,029	105922,4	4605,32	49,146
Расчетные показатели, t=20°C, P=1МПа	Растворимость галита, г/дм <sup>3</sup> *	91,1			48,04		
	растворимость ангидрита, г/дм <sup>3</sup> *	4,09			3,03		
	Степень насыщения карбонатом кальция, S **	-1			-0,8		

Примечание – расчет выполнен с использованием компьютерных программ растворимости минералов в подземных водах В.Н. Озябкина и Л.А. Абуковой;

\* - условные обозначения для результатов расчета по программе В.Н. Озябкина;

59.65 – растворимость минерала (галита, ангидрита), г/дм<sup>3</sup>; (-0.167) - избыток соли в растворе, г/дм<sup>3</sup>;

\*\* - условные обозначения для результатов расчета по программе карбонатного солеотложения Л.А. Абуковой;

при  $S < 0$  нет угрозы выпадения карбонатных солей;

при  $S = 0-0,5$  вода приближается к равновесию с карбонатными минералами;

при  $S > 0,5$  есть угроза выпадения карбонатных солей.

Исходя из полученных результатов, можно сказать, что нет угрозы выпадения нерастворимого осадка из пластовых вод и механизм кольматации пласта частицами пластовых вод (низкое значение КВЧ) не несёт значительного влияния на деградацию свойств пласта-коллектора.

### **Влияние кислотной обработки на фильтрационные свойства терригенных пород**

В исследуемых скважинах проводилась кислотная обработка раз в год смесью соляной и плавиковой кислот в течении 12-ти часов на четырех нагнетательных скважинах, что могло привести к кольматации как ближней, так и дальней зоны порового пространства пласта-коллектора и стать одним из механизмов деградации его проницаемости.

Лабораторные исследования были проведены на керновом материале пород корневской свиты нижнего триаса (Т<sub>1</sub>кг) центральной зоны Припятского прогиба (Республика Беларусь), для которого выполнены исследования на карбонатность. Данные получены для 4 образцов с глубин 538 м, 540 м, 555 м, 556 м. Массовая доля CaCO<sub>3</sub> составила 2,25%, 10,50%, 15,80% и 0,75% соответственно. Наличие карбонатов говорит о высоком риске выпадения вторичного осадка при взаимодействии с плавиковой кислотой.

Для обработки скважин, фильтр которой закупорен кварцевыми зёрнами либо солями кремнекислоты рекомендуется применять смесь соляной кислоты и фтористого аммония в количестве 2%. Эти методы были реализованы на рассматриваемых нагнетательных скважинах, породы которых представлены песчаником оранжево-бурым полевошпатово-кварцевым тонко-мелкозернистым слабым на железисто-глинистом цементе, т.е. терригенными породами. Для оценки рисков при кислотных обработках терригенных пород проведён обзор литературы [2-7].

В статье Р. Томаса и К. Кроуи [2] описан механизм закупоривания порового пространства продуктами реакций растворения глин, полевых шпатов и слюды в растворах плавиковой кислоты. Представлена информация о том, что обычно пласт предварительно промывают соляной кислотой для растворения ассоциирующих карбонатных минералов, которые в результате реакции с плавиковой кислотой легко выпадают в осадок в виде фтористого кальция (CaF<sub>2</sub>). Описаны механизмы образования нерастворимых соединений кремния (при растворении чистого кварца)

и алюминия (при растворении полевых шпатов, кремнистых сланцев, слюд и глин – компонентов песчаника, рис. 1). Представлен механизм образования осадка гидроксида железа при растворении песчаника (в породах корневской свиты цемент железистый), который легко коагулирует поры. Для снижения влияния соединений железа рекомендуют применять хелатные и восстанавливающие реагенты. В статье рассмотрена необходимость предварительных стадий промывки с целью удаления компонентов, выпадающих в осадок при обработке основным кислотным составом (рис. 2). В целом, в статье Р. Томаса и К. Кроуи механизм ухудшения коллекторских свойств пласта при кислотной обработке описан подробно, и статья вызывает сомнения в целесообразности такой обработки терригенных пластов.

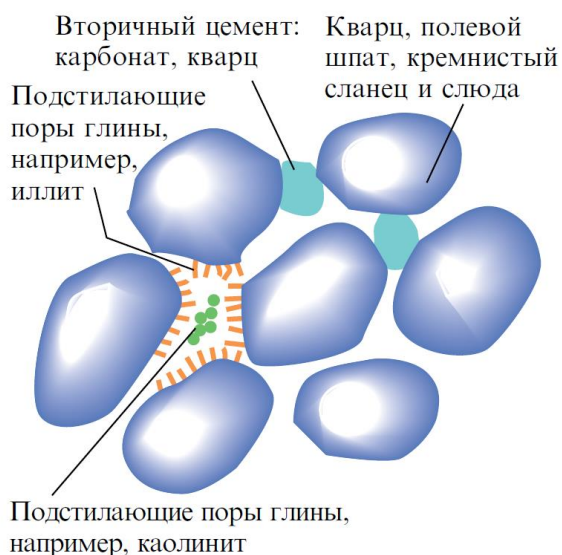


Рис. 1 – Составляющие песчаника минералы, каждый из которых растворяется системой глинокислоты HCl-HF [2]

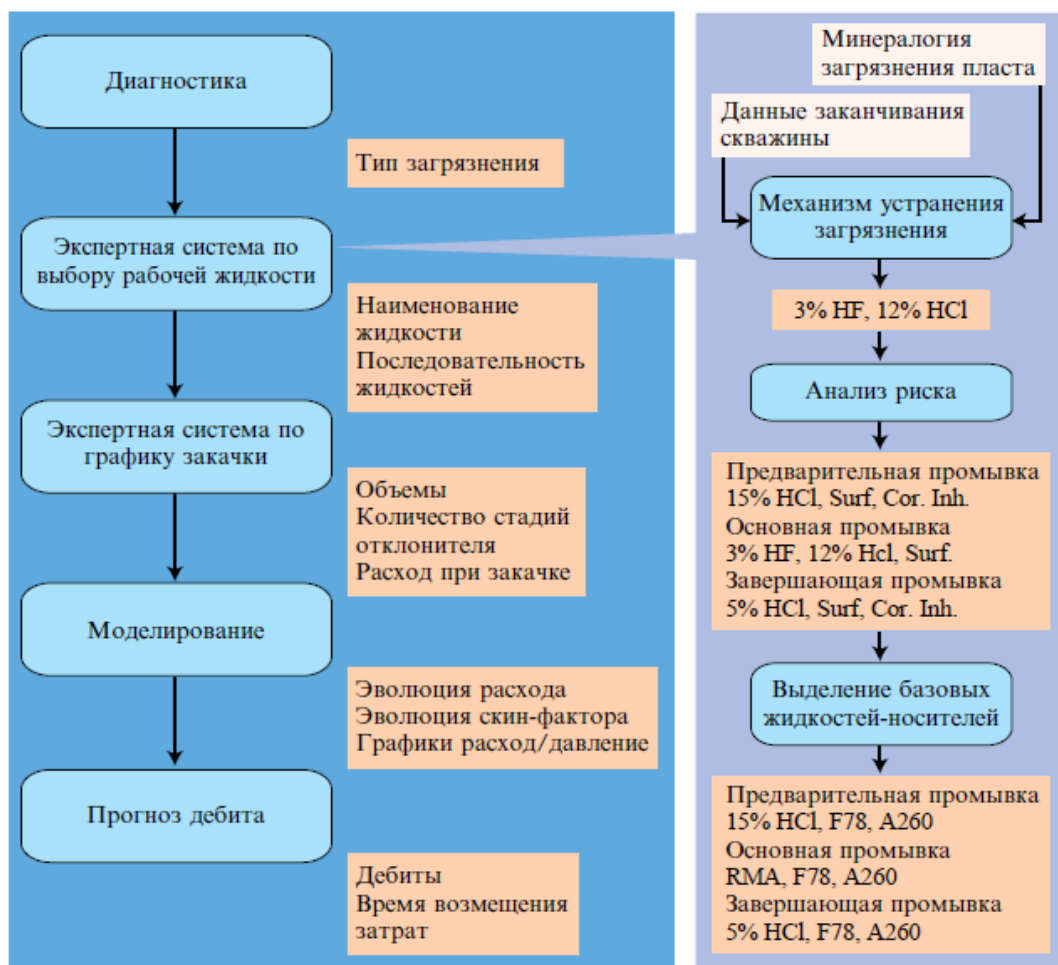


Рис. 2 – Основные этапы при проектировании кислотных обработок матрицы [2]

В работе З.Р. Давлетова и др. [3] описан процесс подбора кислотного состава для обработки терригенного заглинизированного коллектора. В работе представлены процессы выпадения в осадок нерастворимых соединений (фторсиликаты и фторалюминаты щелочных и щелочноземельных металлов, студенистый гель гидроксида кремния, гидроксид железа III) при достижении их критической концентрации в кислотном растворе либо по мере нейтрализации кислоты. Отмечена нежелательность значительного растворения глинистого цемента, которое происходит в ходе грязекислотных обработок, из-за разрушения структуры коллектора и дальнейшей кольматации пор призабойной зоны пласта освобожденными зернами минералов при их движении в фильтрационном потоке.

В автореферате диссертационной работы Киселева К.В. [4] описано негативное влияние технологической выдержки на контакт кислотного раствора с минералами глинистого терригенного коллектора. Рекомендовано проводить кислотную обработку без выдержки на контакт для обеспечения необходимых значений кислотности среды и снижения осадкообразования. Указано, что уже через 6 часов выдержки раствора HCl 12% и HF 3% значение pH раствора составляет 4-5.

Анализируя эти данные, можно с уверенностью сказать, что спустя 12 часов выдержки на контакт непосредственно в зоне контакта кислоты и породы кислотный раствор восстановился до нейтрального, что способствовало выпадению нерастворимых осадков и коагуляции порового пространства.

В статье В.Т. Литвина и др. [5] рассмотрены механизмы выпадения вторичного осадка для других кислотных смесей (в том числе с уксусной кислотой, применяемой на описываемых нагнетательных скважинах) и рассмотрена необходимость подбора смесей с низкой скоростью реакции и отсутствием выпадающих осадков при взаимодействии с глинистой составляющей пород.

В монографии В.Н. Глущенко и М.А. Силина [6] описан принцип установки кислотных ванн и отмечена важность учета времени нейтрализации кислотных составов (для пород с наличием большого количества железа  $pH > 2$ ) и необходимость тщательной проработки кислотного состава под конкретные породы.

В труде В.А. Грабовникова [7] дан пример автокоагуляции пласта при подземном выщелачивании полезных ископаемых серной кислотой, что по механизму воздействия на пласт схоже с кислотной обработкой. В данном примере автокоагуляция пласта привела к изоляции блоков (отсутствию гидравлической связи), подвергнутых выщелачиванию по контуру в полосе резкого перепада  $pH$  за счёт выпадения гидроксидов железа и алюминия.

## **Выводы**

1. При закачке пластовых вод подобного состава вероятность снижения коллекторских свойств эксплуатируемого терригенного пласта низка.
2. Основной риск связан с выпадением в осадок продуктов реакции состава для кислотной обработки с карбонатным цементом терригенных пород. Для решения задачи повышения приемистости нагнетательных скважин со схожими геолого-техническими условиями необходимо применение других методов капитального ремонта.

## **БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК**

1. Справочное руководство гидрогеолога: в 2 т. / под ред. В.М. Максимова – 3-е изд. – Ленинград: Недра, 1979. – Т. 2.
2. Томас Р., Кроуи К. Тенденции в кислотной обработке матрицы / Нефтяное обозрение, 1996. – С. 20-37.
3. Давлетов З.Р., Магадова Л.А., Пахомов М.Д., Мурзатаева М.К., Дингес В.Ю. Подбор оптимальной кислотной композиции для проведения успешной обработки призабойной зоны заглинизированного терригенного коллектора на основе сведений о минералогическом составе: отчет о НИР / РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина – Москва, 2012.
4. Киселев К.В. Физические и химические процессы взаимодействия кислотных растворов с горной породой низкопродуктивных залежей нефти: автореф. дис. ... канд. хим. наук: 02.00.04 / К.В. Киселев ; ТО СургутНИПИнефть ОАО «Сургутнефтегаз». – Тюмень, 2004.

5. Подбор кислотного состава для низкопроницаемых высокоглинистых пластов баженовской свиты (часть 1) / В.Т. Литвин, А.Р. Фарманзаде, М.С Орлов // Наукоедение. – 2015. – Т.7. – № 5.
6. Нефтепромысловая химия: в 5-ти томах. / В.И. Глущенко, М.А. Силин. – Москва, Интерконтат Наука, 2010. – Т. 4. Кислотная обработка скважин / под ред. проф. И.Т. Мищенко.
7. Грабовников В.А. Геотехнологические исследования при разведке металлов / В.А. Грабовников. – Изд. 2-е. – Москва: Недра, 1995.

## **АНАЛИЗ ИССЛЕДОВАНИЙ ПО МОДЕЛИРОВАНИЮ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПРОГРАММНОГО КОМПЛЕКСА ANSYS**

***В.И. Никитин, Н.Д. Бурахин***  
*e-mail: nikitinv@list.ru*

*Самарский государственный технический университет, г. Самара, Россия*

---

Моделирование гидравлических процессов при строительстве скважин является важной научно-практической задачей, позволяющей определить закономерности изменений важных показателей бурения от управляемых входных параметров. Известными являются методы проведения натурных стендовых испытаний, методов математического моделирования и методов вычислительной механики с использованием специализированного программного обеспечения. В данной статье проводится обзорный анализ исследований, проведённых с использованием программного комплекса ANSYS реализующего методы вычислительной механики. На данный момент имеется значительное количество исследований посвященным моделированию течения жидкостей в скважине и ставится ряд задач, которые могут быть выполнены с использованием современного программного продукта.

---

**Ключевые слова:** буровые промывочные жидкости, буровой раствор, CFD расчет, ANSYS Fluent, гидротранспорт, математическое моделирование, модель Гершеля-Балкли.

В последнее десятилетие всё большую популярность у инженеров по всему миру завоёвывают программные продукты, связанные с вычислительной гидродинамикой. В их число входят: ANSYS Fluent, OpenFOAM, Comsol Multiphysics, STAR-CCM+ и другие. В основе данных вычислительных программ лежит численный метод, основанный на методе конечных элементов (МКЭ), именуемый для задач гидродинамики методом контрольного объёма. Метод конечных элементов включает в себя численный метод решения дифференциальных уравнений в частных производных. Для решения задачи, МКЭ разделяет большую расчетную область на более мелкие и простые части, которые называются конечными элементами. Это достигается за счет дискретизации расчетной области путем построения сеточной модели объекта: числовой области для решения, которая

имеет конечное число узлов в ячейках расчетной сетки. Формулировка задачи методом конечных элементов в конечном итоге приводит к системе линейных алгебраических уравнений. Количество уравнений равно количеству неизвестных значений в узлах расчетной сетки [1].

Из вышеперечисленных программ данного типа, международный опыт говорит о преимуществе программного комплекса ANSYS Fluent. Одним из преимуществ данной программы является возможность моделирования потока многофазных сред, в т.ч. дискретных гранулированных частиц, которые могут имитировать частицы выбуренной породы, образующиеся на забое в процессе бурения. Многие зарубежные исследователи ставили перед собой задачу анализа гидротранспорта выбуренной породы и потерь давления в кольцевом пространстве скважины, и определения влияния различных параметров бурения, таких как: скорость потока в кольцевом пространстве, скорость вращения бурильной колонны, эксцентриситет бурильной колонны относительно стенок скважины, реологические характеристики промывочной жидкости, угол наклона скважины и т.д. Среди методов моделирования данных процессов известны исследования по проведению экспериментов на специальных установках, имитирующих скважинные условия [2,3] и методов математического моделирования, в том числе с применением современных программных средств по решению задач гидродинамики. В одной из таких работ [3], исследователи на специальной установке (рис. 1) смоделировали процесс транспорта шлама в кольцевом пространстве и сравнили с результатами, полученными при математическом моделировании аналогичных процессов в Ansys FLUENT.

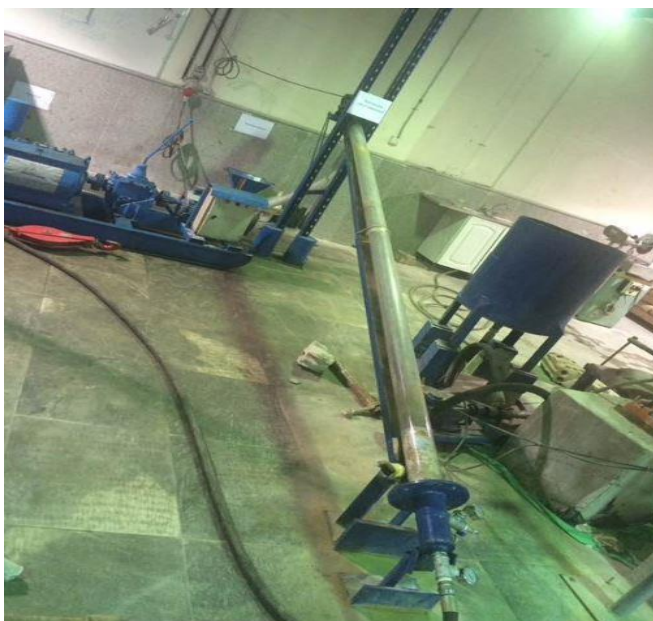


Рисунок 1 - Экспериментальная установка из лаборатории Технического университета имени Амира Кабира (Иран)

Экспериментальная установка состояла из двух насосов для закачки бурового раствора и частиц шлама, электродвигателя для вращения бурильной колонны (внутренняя труба), двух 4-х метровых прозрачных труб с диаметрами 104 мм в



качестве стенок скважины (внешняя труба) и 57 мм в качестве бурильной колонны, двух емкостей для бурового раствора и частиц шлама на входе и приемной емкости на выходе, манометров и расходомеров. На экспериментальном стенде было проведено четыре эксперимента при следующих условиях:

- угол наклона-60°;
- диаметр твердых частиц-5 мм;
- скорость вращения внутренней трубы-60 об/мин;
- расход промывочной жидкости на входе-2,52; 3,78; 5,04; 5,68 л/с.
- концентрация твердых частиц на входе-4%.

В качестве промывочной жидкости в эксперименте использовалась вода. Затем было проведено CFD моделирование при аналогичных условиях. При сравнении полученных результатов на экспериментальном стенде и результатов математического моделирования, наблюдается средняя погрешность в 4,97 %. Подробные результаты экспериментов представлены на рисунке 2.

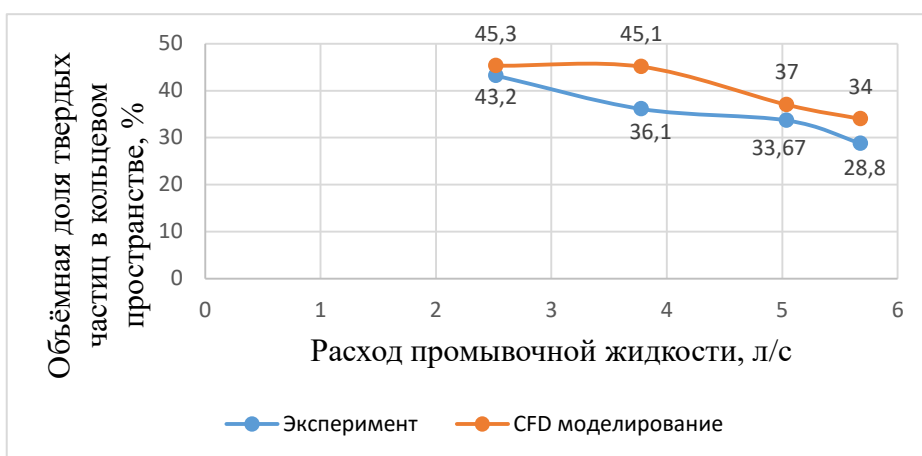


Рисунок 2 – Концентрация твердых частиц в кольцевом пространстве

Авторы работы [4] при использовании ANSYS Fluent, изучали влияние скорости вращения бурильной колонны (от 0 до 200 об/мин) при различных углах наклона скважины (0-90°) на эффективность транспорта выбуренной породы. Полученные результаты показали, что вращение бурильной колонны оказывает сильное влияние на вынос выбуренной породы, при этом эффект вращения более выражен для сильно наклонных и горизонтальных скважинах.

Благодаря возможности динамической расчетной сетки (dynamic mesh) в ANSYS Fluent, исследователи [5] смоделировали орбитальное вращение бурильной колонны совместно с осевым на горизонтальном участке скважины. По результатам моделирования, авторы пришли к выводу, что орбитальное вращение бурильной колонны поднимает твердые частицы с нижней стенки скважины в область основного потока и, следовательно улучшает качество очистки скважины. Эффект был более заметен при использовании воды в качестве промывочной жидкости, чем для более вязкой жидкости, разжижающейся при сдвиге.

В работе [6], используя возможности ANSYS Fluent авторы смоделировали трехфазное течение среды в кольцевом пространстве. В качестве основной фазы использовалась жидкость с реологической моделью Гершеля-Балкли. Вторичную

фазу представляли частицы песка диаметром 0,5 мм. Добавки наночастиц в виде оксида кремния (SiO<sub>2</sub>) с размером 50 нм представляли собой третичную фазу. Буровой раствор с наночастицами представляет собой наножидкость. Наножидкость — это жидкость, содержащая частицы размером 0,1-100 нм. Вследствие малых размеров частиц, такие жидкости обладают особыми физико-химическими свойствами. Авторами работы показано, что 2 % массовая концентрация частиц оксида кремния в буровом растворе приводит к увеличению транспортирующей способности в 2,7 раза в сравнении с аналогичной буровой промывочной жидкостью без добавления наночастиц.

В рамках возможностей программного комплекса ANSYS Fluent можно изменять форму гранулированных частиц. Так, например, в работе [7] авторы применили данную возможность для определения влияния формы и размера частиц на эффективность гидротранспорта шлама. Одновременно в расчетную область загружались частицы кубической, дискообразной и сферической формы. Авторы обнаружили, что по мере отклонения формы частицы от идеальной сферы, концентрация дискретных частиц на нижней стенке увеличивалась. При более высоких углах наклона (40°-90°) частицы в форме диска и куба демонстрировали более высокие концентрации, чем сферы. Это происходит преимущественно из-за перекачивания частиц сферической формы при больших углах наклона, что более затруднено для частиц сложной формы. При малых углах наклона (0°, 20°) концентрация частиц сферической формы несколько выше, чем для частиц с меньшей сферичностью. Такое поведение объясняется преимущественно течением суспензионного типа, в котором силы сопротивления частиц преобладают над инерцией жидкости. Кроме того, по мере отклонения формы частиц от сферы, скорость их увеличивалась.

Благодаря возможности построения геометрических объектов различной формы и наличия динамической расчетной сетки в ANSYS Fluent, авторы [8,9] спроектировали переводник с V-образными и спиральными лопастями различного угла наклона (рис. 3). По мнению авторов, данный переводник интенсифицирует вихревое течение потока в кольцевом пространстве. В исследовании применили математическую модель для двухфазного потока (жидкость-твердые частицы) в кольцевом пространстве горизонтальной скважины для оценки влияния данного переводника на концентрацию выбуренных частиц. Для моделирования турбулентности, была использована двухпараметрическая модель realizable k-ε.

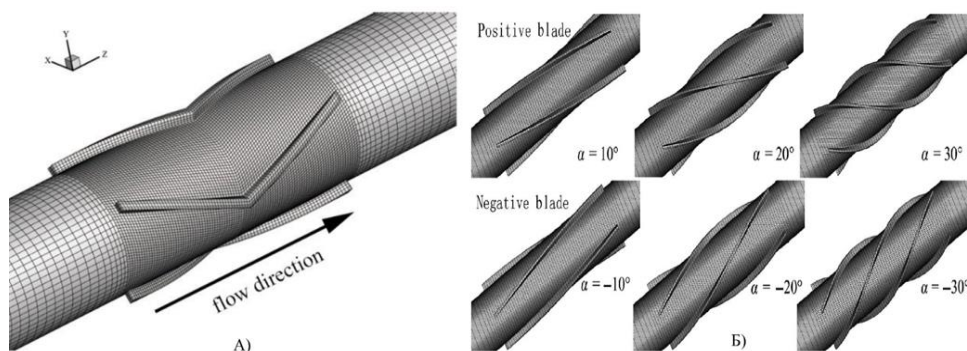


Рисунок 3 – Лопастной переводник: а)-V-образные лопасти; б)-спиральные лопасти

Полученные результаты моделирования подтверждали гипотезу авторов. Угловая скорость лопастей оказывает существенное влияние на вихревое течение потока. С увеличением оборотов, кинетическая энергия частиц увеличивается, осаждение шлама на нижней стенке скважины уменьшается, тем самым увеличивая эффективность очистки скважины. Данный эффект более выражен, когда направление спиралей на переводнике совпадает с направлением вращения бурильной колонны.

Из анализа исследований по моделированию процессов, происходящих при промывке скважин в программном комплексе ANSYS, можно сделать вывод о применимости данного программного продукта. Так как экспериментальное моделирование данных процессов требует наличия специальных установок, а иногда и вовсе недоступно, компьютерное моделирование может существенно облегчить задачу. Исходя из результатов, полученных в работе [8,9], ANSYS Fluent может быть использован для оптимизации конструкций буровых долот (например, для определения зон с наименьшими скоростями потока жидкости). Также на основании исследования [6], с помощью данной программы возможен подбор оптимальных реологических характеристик промывочных жидкостей для наилучшей выносной способности.

#### СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Стренг Г., Фикс Дж. Теория метода конечных элементов. М.: Мир, 1977. 349 с.
2. Кадочников В. Г., Влияние пространственной формы бурильной колонны на вынос шлама в наклонно-направленных скважинах / В. Г. Кадочников, М.В. Двойников, П.Н. Блинов // Вестник ассоциации буровых подрядчиков. – 2020. – №2. – С. 12-19.
3. Behnam Amanna, Mohammad Reza Khorsand Movaghar. Cuttings transport behavior in directional drilling using computational fluid dynamics (CFD)// Journal of Natural Gas Science and Engineering. July 2016. DOI: 10.1016/j.jngse.2016.07.029.
4. Abdelrahman M. Awad, Ibnelwaleed A. Hussein, Mustafa S. Nasser, Saud A. Ghani, Ahmed O. Mahgoub. A CFD- RSM study of cuttings transport in non-Newtonian drilling fluids: Impact of operational parameters//Journal of Petroleum Science and Engineering, 208. 2022.
5. Busch A., Johansen S.T. Cuttings transport: On the effect of drill pipe rotation and lateral motion on the cuttings bed // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2020. V. 191. DOI: 10.1016/j.petrol.2020.107136.
6. Andrey V. Minakov, Evgeniya I. Mikhienkova, Alexander L. Neverov and Valery Ya. Rudyak. Comprehensive numerical study of the effect of nanoparticle additives on the cutting transport performance in horizontal boreholes// Journal of Computational Design and Engineering, 2021, 8(1), 283–297. doi: 10.1093/jcde/qwaa078.
7. Siamak Akhshika, Mehdi Behzada, Majid Rajabiba. CFD-DEM simulation of the hole cleaning process in a deviated welldrilling: The effects of particle shape // Particuology, 25, pp. 72-82. <https://doi.org/10.1016/j.partic.2015.02.008>.
8. Yan T, Qu J, Sun X, Li Z, Li W. Investigation on horizontal and deviated wellbore cleanout by hole cleaning device using CFD approach // Energy Sci Eng. 2019;7:1292-1305. <https://doi.org/10.1002/ese3.346>.

9. Zhou, Y.; He, Y.; Li, Z.; Ju, G. Hole Cleaning Performance of V-Shaped Hole Cleaning Device in Horizontal Well Drilling: Numerical Modeling and Experiments // Appl. Sci. 2022, 12, 5141. <https://doi.org/10.3390/app12105141>.

## ЭФФЕКТИВНОСТЬ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ПАРОГРАВИТАЦИОННОГО ДРЕНАЖА НА АШАЛЬЧИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

*А.М. Зиновьев, Р.Р. Мухаметзянов*

*ФГБОУ ВО «СамГТУ»*

*г. Самара, Россия*

**Аннотация.** В данной статье авторами была рассмотрена эффективность применения технологии парогравитационного дренажа на Ашальчинском месторождении сверхвязкой нефти.

**Ключевые слова:** сверхвязкая нефть, парогравитационный дренаж, пара горизонтальных скважин, Ашальчинское месторождение.

В связи с уменьшением запасов легкой нефти увеличилась необходимость развивать возможности разработки известных запасов тяжелой высоковязкой нефти. По сравнению с традиционной (легкой) нефтью, высоковязкая нефть является гораздо маломобильной из-за высокого содержания ароматических углеводородов, смолисто-асфальтеновых веществ, высокой концентрацией металлов и сернистых соединений и высокими значениями плотности и вязкости.

Геологические запасы высоковязкой нефти и природных битумов в России достигают 6–7 млрд т (40–50 млрд баррелей), однако их применение и извлечение требует использования специальных дорогостоящих технологий. Доля такого вида нефти, ВВН, постоянно увеличивается и к данному времени среднегодовой суммарный объём добычи в мире подтягивается к 500 млн тонн, а накопленная добыча превышает 14 млрд тонн [1].

Основная проблема в сверхвязкой нефти заключается не в поиске ресурсов, а в их добыче, переработки и продаже в рамках часто меняющихся экономических руководящих принципов. Исходя из этого, в настоящее время, одним из важнейших направлений развития нефтедобывающей промышленности является изучение эффективных методов разработки залежей сверхвязкой нефти. Геологические запасы высоковязкой нефти и природных битумов в России достигают 6–7 млрд т (40–50 млрд баррелей), однако их извлечение требует использования специальных дорогостоящих технологий [2].

Методы разработки залежей сверхвязкой нефти могут подразделяться на: (1) нетепловые методы, такие как — нестационарное заводнение (НЗ), закачка газа, закачка химреагентов и др., которые являются более экономичными, но, динамической эффективности применяемых технологий со временем снижается, что вызывает к их постоянной модификации; (2) тепловые методы, такие как — паровые методы: извлечение нефти паром, циклическая закачка пара в пласт (CSS),

парогравитационное дренирование (SAGD) и др. — методы внутрипластового горения: термогравитационное дренирование (ТНАГ). Тепловые методы показывают достаточно хорошую эффективность, однако тепловые технологии обуславливаются высокой энергоемкостью, в некоторых случаях это может значительно повлиять на снижение экономической привлекательности методов. Данный вопрос очень актуален в условиях снижения мировых цен на нефть [3].

Оптимальное комплексирование методов разработки залежей сверхвязкой нефти, объединение их сильных сторон, является важным направлением повышения эффективности нефтеотдачи на данных залежах.

Нефть по-прежнему является незаменимым минералом, используемым во многих областях человеческой деятельности. Даже несмотря на успешные попытки найти альтернативу, нефть все еще остается очень важным ресурсом. Это приводит к тому, что добыча нефтяных запасов из недр земли осуществляется с огромной скоростью, в результате чего нефтяные месторождения сокращаются очень быстро. Таким образом, легкая нефть, заменяется более тяжелой нефтью.

Испытание метода парогравитационного дренажа в России проводится с 1999 года на Ашальчинском месторождении сверхвязкой нефти на территории Республики Татарстан. В 2016 г. В компании «Татнефть» было добыто 843 тыс. т тяжелой нефти, в 2017 г. объем добычи тяжелой высоковязкой нефти составил около 1,6 млн т. В перспективе компания «Татнефть» намерена увеличить добычу ТВВН до 3 млн т/год.

Основное преимущество применения горизонтальных скважин на залежах сверхвязкой нефти по сравнению с вертикальными заключается в том, что они вовлекают в разработку большую часть продуктивного коллектора, сокращают конусное обводнение скважин, а также увеличивают дебиты нефти и производительность скважин. При разработке залежей сверхвязкой нефти с применением горизонтальных скважин уменьшается перепад давления в продуктивном пласте, что препятствует образованию конуса обводнения вдоль горизонтального ствола скважины и ослабляет приток песка к забою. Кроме того, повышается эффективность закачки теплоносителя – увеличивается объем пара, закачиваемого в пласт, что ведет к созданию максимально возможной площади прогрева продуктивного пласта и, соответственно, к расширению паровой камеры в продуктивном пласте.

Дебиты сверхвязкой нефти горизонтальных скважин до 10 раз выше дебитов вертикальных. Средний суточный дебит нефти по горизонтальным скважинам на 2015 г. составил 22,9 т. За счет увеличения количества пробуренных горизонтальных скважин годовая добыча 2015 г. составила более 376,4 тыс. т нефти.

За все время эксплуатации трех двухустевых пар горизонтальных скважин среднее паронефтяное соотношение составляет 2,6, накопленная добыча – более 222 тыс. т сверхвязкой нефти. На рисунке 1 отмечается снижение суточных дебитов по нефти при длительной эксплуатации скважин. Это связано с активной выработкой геологических запасов продуктивного пласта, приводящее к увеличению обводненности отбираемой продукции.

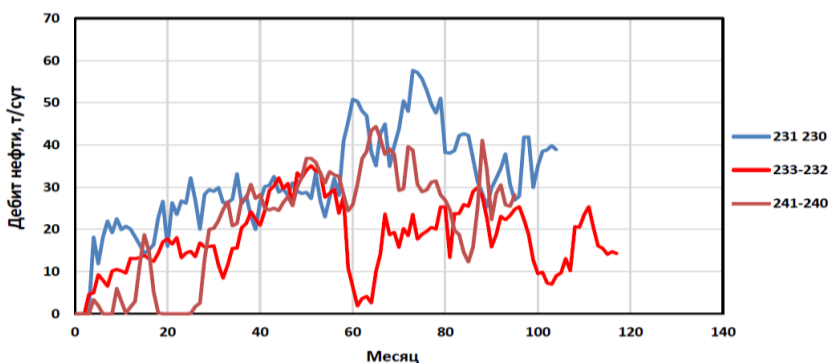


Рисунок 1 – Суточная добыча сверхвязкой нефти двухустьевыми горизонтальными скважинами

Долговременное применение метода парогравитационного дренирования приводит к ухудшению коллекторских свойств пласта и, соответственно, снижению дебитов нефти горизонтальных добывающих скважин. Неравномерность водо-нефтяного контакта на залежи приводит к преждевременному прорыву подошвенных вод к забою добывающих горизонтальных скважин и, как следствие, высокому обводнению добываемой продукции.

После проведения опытно-промышленных работ по проводке двухустевых горизонтальных скважин началось активное разбуривание Ашальчинского поднятия парными одноустевыми горизонтальными скважинами.

Эффективность подбора участка для проводки пары горизонтальных скважин в продуктивном пласте зависит от толщины разрабатываемого пласта.

Минимальное расстояние между горизонтальными нагнетательной и добывающей скважинами должно составлять 5 м, поэтому пары горизонтальных скважин располагают в центре разрабатываемой залежи, а одиночные горизонтальные скважины – на периферии залежи сверхвязкой нефти. Такое расположение позволяет повысить эффективность процесса вытеснения сверхвязкой нефти с применением парогравитационного дренирования по всей залежи созданием общей паровой камеры [4].

На начальном этапе разработки залежи проводится освоение горизонтальных скважин закачкой теплоносителя (пара) в целях прогрева около- и межскважинной зоны продуктивного пласта. После предварительного прогрева скважин закачка пара в скважины останавливается на время термокапиллярной пропитки, в процессе которой тепло передается породе продуктивного пласта и насыщающим пластовым флюидам. Эксплуатация горизонтальных скважин ведется с одновременной закачкой пара в верхнюю горизонтальную скважину и отбором из нижней горизонтальной скважины.

За время эксплуатации горизонтальными скважинами на Ашальчинском поднятии продуктивный пласт начал активно вырабатываться. Накопленная добыча сверхвязкой нефти по каждой паре одноустевых горизонтальных скважин составила более 19 тыс. т (рисунок 2). Среднее значение паронефтяного отношения при разработке залежи по всем одноустевым горизонтальным скважинам по технологии парогравитационного воздействия, вышедшим на режим эксплуатации, составляет 3,1 т/т.

Выработка Шешминского горизонта центральной части Ашальчинского поднятия парогравитационным дренированием с начала разработки происходила равномерно (рис. 3).

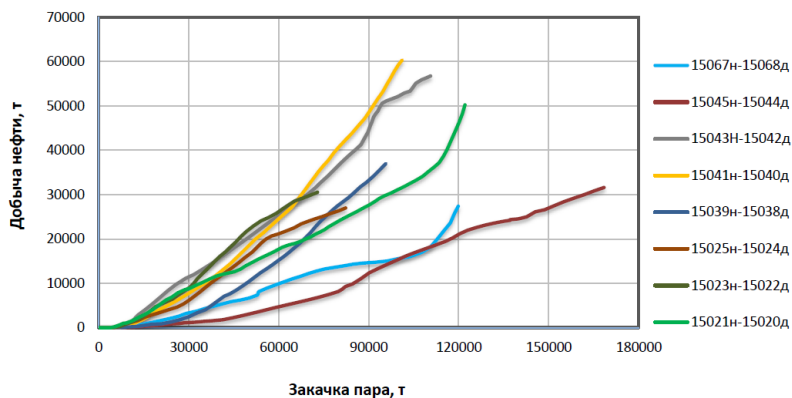


Рисунок 2 – Технологические параметры эксплуатации скважин

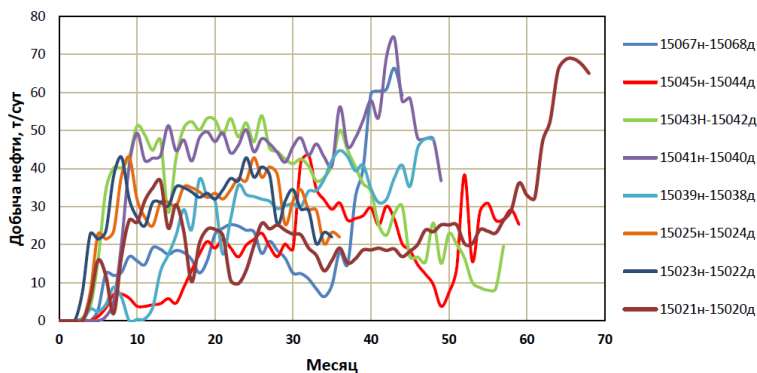


Рисунок 3 – Среднесуточная добыча сверхвязкой нефти

Среднесуточная добыча сверхвязкой нефти по горизонтальным скважинам не снижается. По трем парам горизонтальных скважин суточная добыча нефти превысила 60 т. Работа горизонтальных скважин характеризуется высокой обводненностью и низким дебитом нефти в начале процесса. По мере эксплуатации горизонтальной пары скважин в призабойной зоне добывающей скважины отмечается значительное повышение температуры, что свидетельствует о подтягивании паровой камеры к скважине. После достижения температуры в призабойной зоне добывающей скважины 90–110 градусов снижается обводненность продукции, и добыча сверхвязкой нефти возрастает. Отличия выхода горизонтальных скважин на промышленную добычу сверхвязкой нефти связаны как с особенностью их конструкции и проводки по пласту, так и с геологическими особенностями шешминского горизонта [5].

Таким образом паровые процессы являются более эффективными с точки зрения опыта работы, и они имеют меньше неопределенности в оценке эффективности, при условии, что имеется детальное описание пласта. Однако стоимость производства пара, в ряде случаев, снижает интерес к данным технологиям.

Метод парогравитационного дренажа показывает хороший коэффициент нефтеотдачи, высокими темпами отбора нефти, богатым опытом внедрения в различных странах, однако существуют трудности мониторинга и необходимость постоянного контроля процесса.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Воробьев К.А. Доразработка остаточных запасов нефти на трудноизвлекаемых месторождениях в России // В сборнике: ресурсовоспроизводящие, малоотходные и природоохранные технологии освоения недр: Материалы шестнадцатой международной конференции. Донецк. 2017. С. 73–74.
2. Гомес А.Ш.С., Воробьев К.А. Анализ эффективности применения технологии парогравитационного дренирования // Сборник научных трудов по материалам XI Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых. Том II. 2018. Пермь: Изд-во: Пермский государственный национальный исследовательский университет. С. 69–72.
3. Рузин, Л.М. Инновационные направления разработки залежей высоковязких нефтей и битумов / Л.М. Рузин // Нефтяное хозяйство. – 2012. - №1. - С. 70-73.
4. Tachautdinov, Sh. Modern SAGD Technology / Sh. Tachautdinov, N. Ibragimov, R. Khisamov, R. Ibatullin, M. Amerkhanov, A. Zaripov. — From Modeling to Field Monitoring: World Heavy Oil Congress (WHOC 14-257) 5–7 March 2014, New Orleans.
5. Анализ эффективности технологий добычи сверхвязкой нефти для условий месторождений ПАО «Татнефть» [Текст] / А.Т. Зарипов [и др.] // Территория «Нефтегаз». – 2016. – № 7-8. – С. 42-50.

## ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТОКСИЧНОСТИ ВОДНОЙ ВЫТЯЖКИ ИЗ ПОЧВЫ, ВЗЯТОЙ В РАЙОНЕ НЕСАНКЦИОНИРОВАННОГО РАЗМЕЩЕНИЯ СПИРТОВОЙ БАРДЫ В С. РОЖДЕСТВЕНО

*Э.В. Рыжихина, О.В. Козловская*

*ФГБОУ ВО «Сам ГТУ», г. Самара, Россия*

**Аннотация:** Описана методика по определению смертности дафний (*Daphnia magna* Straus) при воздействии токсических веществ, присутствующих в исследуемой водной вытяжке.

**Ключевые слова:** токсичность, почва

Одним из важнейших компонентов окружающей среды является почва, именно она определяет основные биосферные процессы. Поэтому при оценке негативного воздействия на окружающую среду очень важно уделять особое внимание почвенному покрову. Несмотря на наибольшую устойчивость почвы как компонента биосферы, ее способность сопротивляться загрязнению преодолевается негативным воздействием. В почве начинают накапливаться загрязняющие вещества



и это способствует дальнейшему загрязнению сред, в том числе негативно воздействуя на растительный мир. Для оценки этого воздействия все больше набирает актуальность разработка методов определения токсичности почв. Однако отсутствие единой методологии нормирования почвенного покрова является одной из непростых задач.

Хочется отметить, что физико-химические методы оценки качества почвы показывают количество загрязняющих веществ, но не показывают оказывается ли токсическое воздействие на живые организмы. Предпочтительнее для этой цели использовать методы биотестирования – экспериментально определять токсичность пробы при помощи тест-объектов, реагирующих на воздействие загрязняющих веществ, даже в небольших концентрациях.

Для проведения биотестирования почв существует две группы методик: на основе водной вытяжки из почвы и самой почвы, при помощи проращивания семян.

Для оценки токсического воздействия почвы в районе несанкционированного размещения спиртовой барды в с. Рождествено были отобраны пробы почвы, из которых были приготовлены растворы водных вытяжек. В качестве метода исследования применялось биотестирование с целью определения токсичности образцов по показателям гибели тест-организмов, БКР и ЛКР при экспозиции 96 часов.

Были отобраны 4 пробы почвы в районе несанкционированного размещения спиртовой барды в с. Рождествено Волжского района Самарской области, а также в 200 м от исследуемого объекта были отобраны 2 фоновые пробы [1].

Биотестирование осуществляется в пробирках объемом 100 см<sup>3</sup>, заполненные 50 см<sup>3</sup> водной вытяжки из образцов отобранных проб почвы. В каждую пробирку подсаживается по десять дафний, возрастом 6–24 ч. Для проведения биотестирования необходима синхронизированная культура *Daphnia magna* Straus, которая предварительно была отсортирована по возрасту в отдельном химическом стакане в культивационной воде. И далее поочередно помещаются отловленные рачки по одному в пробирку с исследуемой водой.

Посадка рачков начинается с контрольной серии, начиная с больших разбавлений (меньших концентраций загрязняющих веществ) к меньшим разбавлениям. Важно после каждой посадки дафний в раствор тщательно промывать сачок, который используется для пересадки, в емкости с культивационной водой.

Дафний кормят перед началом эксперимента, в последующие сутки ежедневно. Растворы не меняют. Учет смертности дафний в опыте и контроле проводят через каждый час до конца первого дня опыта, а затем 2 раза в сутки ежедневно до истечения 96 часов.

Неподвижных особей считают погибшими, если не начинают двигаться в течение 15 секунд после легкого покачивания стакана. Результаты наблюдений заносят в рабочий журнал. После того, как результаты эксперимента учтены, все дафнии из стаканов выбрасывают и в каждом стакане проводят измерения рН, температуры, содержания растворенного кислорода с помощью оксиметра. Содержание растворенного кислорода в конце эксперимента должно быть не ниже 2 мг/дм<sup>3</sup>, рН в диапазоне 7,0-8,5. Все отклонения от установленных норм, а также данные по каждой серии разбавлений, исходной воды и контролю также заносят в рабочий журнал и протокол результатов эксперимента.

В ходе проведения опытов был произведен подсчет погибших дафний для расчета процента гибели тест-организмов. При определении острой токсичности

водной вытяжки из почвы устанавливают среднюю летальную кратность разбавления (ЛКР) водных вытяжек, вызывающую гибель 50 % тест-объектов за 96-часовую экспозицию и безвредную кратность разбавления (БКР) водных вытяжек, вызывающую гибель не более 10 % тест-объектов за 96-часовую экспозицию. При БКР  $\leq 10$  % тестируемая вода или водная вытяжка не оказывает острого токсического действия. При ЛКР  $\geq 50$  % тестируемая вода, водная вытяжка оказывает острое токсическое действие. В данном эксперименте результаты показали, что водная вытяжка, приготовленная из почвы двух фоновых проб, не имеет острой токсичности, так как все тест-объекты двигались, то есть смертность сведена к нулю. Это связано с тем, что данные образцы проб почвы были взяты на небольшом удалении от места несанкционированного размещения спиртовой барды. А водные вытяжки из четырех проб отобранных в районе размещения спиртовой барды оказывают токсическое действие, так как смертность тест-объектов в каждом из растворов превысила 50%.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

- [1]. ФР.1.39.2007.03222 Методика определения токсичности вод, водных вытяжек из почв, осадков сточных вод и отходов по смертности и изменению плодovitости дафний. - М.: «АКВАРОС», 2007..

### **ОБЗОР УСПЕШНЫХ ПРАКТИК ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ ПРЕДИКТИВНОЙ АНАЛИТИКИ ДЛЯ МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССА БУРЕНИЯ**

*В.И. Никитин, М.В. Леонтьев*

*Самарский государственный технический университет, г. Самара, Россия*  
e-mail: [nikitinv@list.ru](mailto:nikitinv@list.ru)

---

Цифровизация производств становится неотъемлемой частью жизни человека и касается всех сфер его деятельности, сопряженных с обработкой большого объема данных. Строительство скважин осуществляется с проведением многочисленных измерений, позволяющих вести мониторинг процесса бурения и оценивать его. Нередко оценить эффективность тех или иных процессов, применяемых технических решений, качества работ возможно только после окончания строительства скважин, что может являться фактором, влияющим на последующую безопасность объекта. В связи с этим прогнозирование тех или иных показателей бурения скважин, еще на стадии планирования, может являться ключевым фактором, значительно влияющим на итоговый результат. По мере усложнения процесса бурения и увеличения стоимости строительства скважин применение методик предиктивной аналитики будет являться большим подспорьем для инженеров, занимающихся планированием.

---

Ключевые слова: Цифровизация, нейронная сеть, предиктивная аналитика, остаточная прочность обсадной колонны, момент на долоте, КНБК.

Для решения задач предиктивной аналитики на сегодняшний день применяют методы машинного обучения, направленные на создание нейронных сетей для решения различных задач моделирования. Процессы создания нейронных сетей главным образом связаны с подготовкой большого массива входных данных для проведения обучения модели с определением весов, каждого из входных параметров. Обучение сети зависит напрямую от количества и качества входных параметров с обязательной предварительной верификацией (отбор и нормализация значений). В виду нелинейного характера процессов, происходящих при бурении скважин, нейронные сети могут быть использованы наиболее эффективно и применяться инженерами по бурению как альтернатива численного моделирования в софте инженерных расчётов, если данный метод будет «быстрее» и «не менее точен», чем традиционный.

Применение методов машинного обучения в среде инженеров-нефтяников ограничивается имеющимся консервативным представлением о возможностях нейросетей и потенциалом внедрения в реальное производство. Также большой массив данных, используемых для обучения должен содержать корректные значения, которые считывают датчики или прочее измерительное оборудование на буровой установке. Чем более достоверная информация будет использоваться, тем более высокие вероятности результатов моделирования будут получены.

Рассмотрим обзор некоторых удачных результатов применения нейронных сетей для процесса бурения скважин, опубликованных в статьях SPE за последние 2 года.

В работе учёных Китайского нефтяного института[1] представлены итоги моделирования оценки остаточной прочности обсадной колонны. В статье описана проблематика бурения ультраглубоких скважин, связанная со снижением остаточной прочности обсадных колонн по итогам заканчивания скважины. Многочисленные трения КНБК и бурильного инструмента, действующие нагрузки и вибрации серьезным образом снижают остаточную прочность обсадных колонн, что будет накладывать ограничения на последующую эксплуатацию скважины. Авторы исследования обладали значительной теоретической базой по изучению износа колонн, а также имели результаты стендовых испытания, итоги численного моделирования и модели нейронной сети, прошедшей обучение и тестирование. По итогу анализа результатов было установлено, что имеющиеся погрешности численного моделирования в софте и модели нейронной сети сопоставимы по сравнению с результатами стендовых испытаний (таблица 1).

Таблица 1 – Сравнение итогов моделирования в софте и нейронной сети с результатами стендовых испытаний

Тип износа	Характеристика	Стендовые испытания, МПа	Численное моделирование (в софте), МПа	Результат моделирования в нейронной сети, МПа	Погрешность результатов расчёта в софте, %	Погрешность модели нейронной сети, %
Без износа	Внутреннее давление	166,09	174	180,20	4,76	8,50
Единичная зона износа		147,38	149	146,87	1,10	0,35
Две зоны износа		146,06	149	146,41	2,01	0,24
Без износа	Наружное давление	112,94	115	117,28	1,82	3,84
Единичная зона износа		86,27	86	85,49	0,31	0,90
Две зоны износа		79,69	78	72,18	2,12	9,42

Расчётная ошибка 2 способов моделирования составляет 4,8% (для софта) и 9,4% (для нейронной сети), что по мнению исследователей является приемлемым результатом для внедрения нейронной сети в производство. Большим плюсом является модель раннего прогнозирования с возможностью оценить итоговый износ быстрее, чем это получится сделать с помощью специализированного софта.

В работе [2] представлены результаты моделирования нейронной сети для прогнозирования момента вращения на долоте. Данный параметр является показателем бурения секций скважин с большим отходом от вертикали и определяется расчётным способом. Собираемая информация при бурении содержала десятки различных параметров с различной дискретностью, что затрудняло обработку материала. Авторы исследования определили факторы, влияющие на оценку данного показателя бурения как комплексной величины от 4 входных данных (нагрузка на долото, механическая скорость проходки, давление на стояке, момент на столе ротора), что позволило «разгрузить» нейронную сеть от большого количества входных данных и облегчить обучение модели (таблица 2).

Таблица 2 – Параметры, влияющие на момент вращения на долоте

Входной параметр	Показатели бурения, учитываемые во входном параметре
Нагрузка на долото (WOB)	Вес на крюке
	Зенитный угол
Механическая скорость бурения (ROP)	Скорость вращения бурильной колонны
	Забойное давление
Давление на стояке (PUMP)	Плотность бурового раствора
	Эквивалентная циркуляционная плотность

Входной параметр	Показатели бурения, учитываемые во входном параметре
Момент на столе роторе (Surface TORQUE)	Геометрия ствола скважины
	Наработка бурового раствора
	Вес на крюке
	Плотность бурового раствора
	Зенитный угол
	Нагрузка на долото

Были построены 2 нейронные сети для секций бурения 16 дюймов (213 данных были отфильтрованы до 165) и для секции 12,25 дюйма (1755 данных были отфильтрованы до 1315). Весь оставшийся массив данных был распределен – 70% на обучение и 30% на тестирование модели. Результаты обучения и тестирования модели показали отличные результаты сходимости – 0,9843 и 0,9557 соответственно. Ниже на рисунке 1 показаны итоги применения модели для бурения секции 16 дюймов. Фактические показатели хорошо ложатся на предиктивные модели.

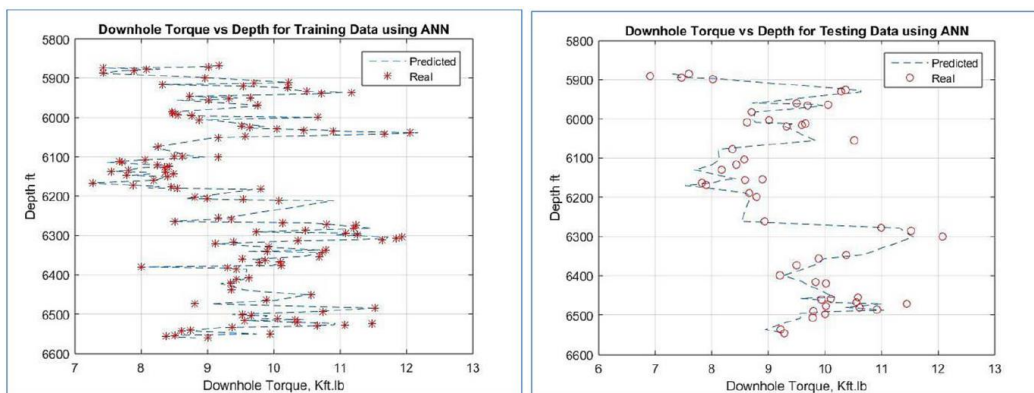


Рисунок 1 – Фактические и прогнозные показатели забойного момента при обучении модели (слева) и тестировании (справа)

Другой успешный пример применения нейронных сетей в процессе планирования скважин описан в статье [3], где нейронные сети применены в качестве инструмента работы с базой данных идентичных скважин. Накопление достаточного количества исторических данных для бурения позволит успешно проводить процессы цифровизации. Компания «Chevron» имеет значительный объём бурения в Сиамском заливе на шельфе Тайланда, который длительное время оцифровывался и систематизировался в базы данных по бурению. Базы данных содержат информацию о более чем 6000 скважин, классифицированных по секциям, элементам КНБК, технико-экономическим показателям и визуализацией окружения. С точки зрения геолого-технологических условий бурения наиболее сложной секцией является интервал бурения под хвостовик – проходка осуществляется по рифтовой зоне с аномально высокой температурой и неустойчивыми породами. Данный интервал представляет основную сложность для проектирования и являлся основным фокусом разработчиков предиктивной модели. Суть модели нейронной сети заключалась в подборе ранее пробуренных скважин-аналогов из базы данных

по установленным критериям для прогнозирования различных показателей новых скважин, что значительно облегчает планирование и снижает риск человеческого фактора при оценке наиболее сложного интервала Модель давала рекомендации по выбору КНБК и прогнозу на отработку элементов компоновки, показателям режимов бурения, оптимизации траекторий и т.д (рисунок 2).

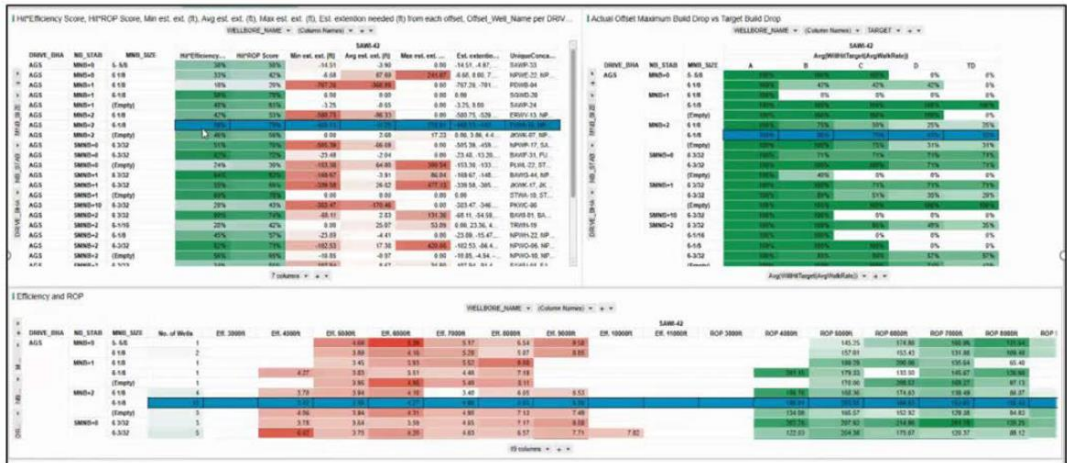


Рисунок 2 – Рекомендуемые показатели планирования КНБК

Итоги моделирования скважин, благодаря моделям нейронной сети, позволили увеличить ключевые показатели эффективности по долотам и элементам КНБК на 7% и 15% соответственно, а также получить значимый экономический эффект.

Резюмируя предоставленный обзор важно отметить возможность применения нейронных сетей для задач бурения как конкурентных модулям инженерных расчётов в специализированном софте, так и для решения задач работы с базами данных, когда среди множества параметров приходится проводить выборку наиболее подходящих, тем самым принимая во внимание возможность человеческой ошибки. Разработка моделей нейронных сетей для бурения скважин будет являться долгосрочным трендом в отрасли, позволяя выходить на новые горизонты возможностей и проводить дальнейшую оптимизацию производственных процессов.

### СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Xingkun Zhang, Wenjun Huang, and Deli Gao «Prediction Model of Casing Wear Shape and Residual Strength under Compound Modes» (SPE-209612-PA)
2. Mahmoud Nader Elzenary (Aramco Rowan Offshore Drilling Manager) «Real-Time Solution for Down Hole Torque Estimation and Drilling Optimization in High Deviated Wells Using Artificial Intelligence» (SPE-208646-MS)
3. «Drilling Performance Improvement Through use of Artificial Intelligence in Bit and Bottom Hole Assembly Selection in Gulf of Thailand» (SPE-201079-MS)

## БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ ДЛЯ УСЛОВИЙ ВЫСОКИХ ТЕМПЕРАТУР

*А.Н. Соловьев, Е.Л. Леушева*

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

*Alexandersolowiev@yandex.ru, Leusheva\_EL@pers.spmi.ru*

**Аннотация.** В данных тезисах приводится обзор результатов исследований о буровых растворах, применяемых при условиях высоких температур (ВТ) и условиях высоких давлений и высоких температур (ВДВТ). Авторы описывают, какие растворы обычно используют; основу буровых растворов – водная или углеводородная. Делается обоснованный вывод, что данная тема требует дальнейших исследований.

**Ключевые слова:** буровые растворы, высокие скважинные температуры, ВТ, ВДВТ, РВО, РУО.

**Введение.** Мировой спрос на энергию неуклонно растёт, и в настоящее время традиционным запасам углеводородов стало трудно удовлетворять уровень спроса. При этом добывающим нефтяным компаниям всё чаще приходится вести добычу газа и нефти из плотных залежей, добывать плотную нефть из песчаника, используя высокотемпературные скважины высокого давления (ВДВТ). В связи с этим нефтяные и газовые компании ищут новые способы эксплуатации и раскрытия потенциала нетрадиционных ресурсов, включая геотермальное бурение. Качество строительства и эксплуатации скважин, в т. ч. и качество вскрытия продуктивного пласта, во многом зависит от применяемого бурового раствора, поскольку буровой раствор – первая технологическая жидкость, вступающая во взаимодействие с вновь вскрываемой породой.

**Актуальность.** В связи с возросшим числом проектов по добыче углеводородов в условиях ВТ и/или ВДВТ возрастает значимость буровых растворов, подходящих для использования в указанных условиях. Разработка новых составов – реальная потребность, которая требует постоянного поиска и последующего внедрения оптимальных решений. Улучшение характеристик буровых технологических жидкостей востребовано добывающими нефтегазовыми компаниями.

**Постановка задачи.** Указать научные достижения по теме буровых растворов для условий высоких температур и обосновать необходимость дальнейших исследований.

**Теоретическая часть.** Уже сейчас существует определённое количество научных работ, посвящённых буровым растворам для бурения в условиях высоких температур (ВТ) и в условиях высоких давлений и высоких температур (ВДВТ). Зачастую условия высоких температур идут вместе с условиями высоких давлений (ВД).

Авторы статей по данной тематике среди проблем выделяют:

- 1) улучшение реологические свойства буровых растворов, применяемых в условиях ВТ И ВДВТ;
- 2) оседание барита;

- 3) высокая стоимость подходящих для использования буровых жидкостей;
- 4) разработка новой рецептуры буровых растворов с большей эффективностью и меньшей стоимостью, чем уже существующие аналоги.

В основном авторы предлагают использовать либо растворы на углеводородной основе (РУО), либо растворы на водной основе (РВО).

Среди буровых растворов РВО считаются наиболее недорогими, широко распространёнными и экологически чистыми. Они могут быть лучшим вариантом для бурения чувствительных к воде сланцев с ингибиторами, которые могут обеспечить лучшее ингибирование сланцев и потребовать меньших затрат на утилизацию. Добавление хлорида калия (KCl) в такие буровые растворы широко используется для контроля реологических свойств и повышения гидратостойкости, особенно в сланцах. Однако следует учитывать тот факт, что высокая концентрация KCl в буровых растворах на водной основе может разделить буровой раствор на две фазы - жидкость и осадок, т.е. дестабилизировать реологические свойства. Поэтому в таких случаях используются полимеры в сочетании с солями для стабилизации реологических свойств буровых растворов.

Буровой раствор РУО обычно выбирают для бурения при высоком давлении и высокой температуре, т.к. он стабилен до температуры  $\approx 232^{\circ}\text{C}$ , обладает низким коэффициентом трения и обеспечивает более тонкую и смазывающую фильтровальную корку.

Недостатками буровых растворов РУО являются:

- 1) высокая стоимость;
- 2) поглощение большого количества газа;
- 3) экологические проблемы;
- 4) более высокое тепловое расширение этих растворов по сравнению с буровыми растворами на водной основе, что может привести к повышению давления в кольцевое пространство.

В последнее время исследователи занимались изучением возможности применения полимерных материалов в сочетании с бентонитом для приготовления буровых растворов для условий ВДВТ. Выяснилось, что большая длина макромолекул полимера обуславливает его значительную вязкость, а это влияет на реологию, потери фильтрата, смазывающую способность систем буровых растворов.

Ряд специалистов считает перспективным применение наноматериалов в буровых растворах. Материалы, добавляемые в буровые растворы размером от 1 до 100 нм, называются наноматериалами. Наноматериал облегчил приготовление буровых растворов благодаря их лучшей дисперсности. Было обнаружено, что жидкости из наноматериалов улучшают реологические свойства буровых растворов. Сообщалось о различных применениях наночастиц в буровых растворах, таких как стабилизация вязкости и предотвращение циркуляции потерь при высокой температуре, сведение к минимуму проникновения воды в ствол скважины, уменьшение набухания глины, предотвращение дифференциального заедания труб, контроль потерь фильтрата и укрепление ствола скважины в сланце.

Также в условиях ВТ могут применяться и другие добавки в буровые растворы:

- 1) полимерные гели;
- 2) биосмазки;



- 3) высокомолекулярные сополимеры;
- 4) гибриды целлюлозных нановолокон и полимеров для защиты бурового раствора при высокой солености и высокой температуре;
- 5) амфотерный полимер в качестве усилителя реологии и средства для контроля потерь жидкости в буровых растворах на водной основе при повышенных температурах (180-220°C), который не только улучшает реологические свойства и снижает фильтрационные потери, но и повышает термостабильность состава бурового раствора.

**Практическая значимость.** Буровые растворы, которые могут эффективно функционировать в условиях ВТ и/или ВДВТ, крайне необходимы для бурения при высоких температурах, на них существует реальный спрос со стороны добывающих нефтегазовых компаний. Дальнейшая разработка рецептуры указанных буровых растворов необходима для всё новых проектов, связанных с бурением и последующей добычей в условиях ВТ и/или ВДВТ; а число таких проектов с годами возрастает.

**Выводы.** С учётом того, что практически для каждого месторождения с условиями ВТ требуется подобрать уникальный по составу буровой раствор, отличный от других, ранее использованных буровых растворов на других месторождениях, существует потребность в продолжении научных изысканий по теме буровых жидкостей для условий ВТ и условий ВДВТ. Новые исследования могут и должны опираться на уже ранее проведённые, учитывать их результаты, что положительно повлияет на решение проблемы эффективного бурения в осложнённых и сложных условиях.

Кроме этого, всегда актуальна задача понижения стоимости бурового раствора и при этом улучшение его характеристик, а также снижение отрицательного воздействия на окружающую среду.

УДК 622.692.4

## **РАЗРАБОТКА ТРЕБОВАНИЙ К СИСТЕМАМ ПРОТИВОПОЖАРНОЙ ЗАЩИТЫ РВС ПРИ УМЕНЬШЕНИИ НОРМАТИВНЫХ ПРОТИВОПОЖАРНЫХ РАССТОЯНИЙ**

*Д.А. Федорин, Р.Н. Бахтизин*

*E-mail: fedorin.denis.1@yandex.ru*

*Уфимский государственный нефтяной технический университет  
г. Уфа, Россия*

**Аннотация:** В рамках данной работы рассмотрены причины отступления от норм проектирования при реконструкции РВС объемом 20000 и 30000 м<sup>3</sup>. Разработаны требования к системам противопожарной безопасности по результатам выполненных расчетов пожарных рисков для случая уменьшения противопожарных расстояний от РВС до соседних РВС, зданий и сооружений, находящихся в пределах резервуарных парков.

**Ключевые слова:** резервуар вертикальный стальной, противопожарная защита, требования, проектирование, отступление от норм.

**Актуальность** данной работы обусловлена необходимостью разработки компенсирующий требований и мероприятий при отступлении от норм проектирования в соответствии с [1,2,3].

Стальные вертикальные резервуары (РВС) являются основным способом хранения как для нефти, так и для продуктов, получаемых в результате ее переработки. Хранимые в РВС флюиды подвержены высокой вероятности возникновения возгорания, в связи с этим, обеспечение надлежащего уровня противопожарной безопасности является основным требованием к проектированию и строительству резервуаров. Реализация необходимого уровня противопожарной безопасности возможна только при соблюдении всех требований действующей базы нормативно-технических документов [4-8]. Однако соблюдение всех требований порой невозможно.

Отступления от требований нормативных документов по пожарной безопасности для рассматриваемых резервуаров отобразим в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень вынужденных отступлений от требований пожарной безопасности

РВС-20000	РВС-30000
Расстояния от резервуаров склада нефти и нефтепродуктов II категории до зданий и сооружений (резервуаров) граничащих с ними производственных объектов не менее 25 м	Расстояния от резервуаров склада нефти и нефтепродуктов до зданий и сооружений (резервуаров) граничащих с ними производственных объектов менее 60 м, но не менее 48 м
Сохранение границ соседних промышленных предприятий вплотную (без разрывов) к границе резервуарного парка	
Отсутствие требований в нормативных документах к параметрам противопожарной водяной завесы, применяемой в качестве противопожарной преграды	

Для указанных выше отступлений разработаем требования к системам противопожарной защиты и водяной завесе на основании проведенных расчетов пожарных рисков.

К общим требованиям таких систем можно отнести:

1. проектируемые системы противопожарной защиты РВС должны соответствовать всем требованиям действующих НТД;
2. автоматические установки пожаротушения должны быть оборудованы узлами для подключения пожарных автомобилей с выведенными за ограждение задвижками;
3. площадки размещения пожарных автомобилей в местах размещения выше указанных узлов необходимо предусматривать размера не менее чем 15х15 метров. В случае отсутствия возможности устройства площадок необходимо

предусматривать проезжую часть с капитальным покрытием шириной не менее 8 метров и длиной не менее 30 метров. При парковке пожарных автомобилей ширина свободной части автодороги должна быть не менее 3 метров;

4. для защиты персонала пожарной охраны от теплового излучения в случае пожара необходимо предусматривать защитные экраны или противопожарные преграды в местах подключения пожарных автомобилей.

Разработаны требования к системам защиты типа комбинированного пожаротушения:

1. все проектируемые резервуары для защиты необходимо оборудовать системой комбинированного пожаротушения с использованием противопожарных пен;

2. установка пенного пожаротушения должна обеспечивать подачу пены на поверхность и непосредственно в слой хранимого продукта;

3. расчетные расходы раствора пенообразователя, а также воды и пенообразователя определить из нормативной интенсивности подачи, принимаемой по таблице А.2 (для пены низкой кратности) Приложения А [7] на  $1 \text{ м}^2$ ;

4. все установки пожаротушения резервуара путем подачи пенного раствора на поверхность и в тело продукта оснастить узлами для подключения мобильных средств пожаротушения;

5. использование одних и тех же пенообразователей для одновременной подачи на поверхность и непосредственно под уровень продукта не допускается.

Определены требования к системам водяной завесы, применяемой в качестве противопожарной защиты:

1. минимальное давление в противопожарных трубопроводах водяной завесы должен быть не менее 0,8 МПа;

2. водометы устанавливаются стационарно с подключением к действующей водопроводной сети высокого давления с электрифицированной ЗРА;

3. длина противопожарной водяной завесы должна быть не менее пространства между ненормативно расположенными резервуарами;

4. высота водяной завесы должна быть не менее высоты ненормативно расположенных РВС;

5. угол пересечения соседних водяных завес должен быть не менее 30 градусов;

6. удельный расход водяной завесы принять не менее  $1 \text{ л}/(\text{с} \cdot \text{м})$ ;

7. инерционность противопожарной водяной завесы не должна превышать 3 минут;

8. включение водяной завесы должно осуществляться, автоматически при пожаре, дистанционно и по месту;

9. расход воды, диаметр насадка лафетных стволов и характеристики распределительного водопровода должны обеспечивать необходимую высоту водяной завесы;

10. лафетная вышка должна быть оборудована системой охлаждения для защиты оборудования и персонала;

11. минимальное количество водяных лафетных стволов принять не менее двух;

12. минимальное время работы принять не менее 4 часов;

13. надземные участки трубопроводов и лафетных стволов оборудовать обогревом, для обеспечения бесперебойной работы в холодное время года;

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Федеральный закон №69. «О пожарной безопасности». ФЗ №69 от 21.12.1994. Собрание законодательства РФ. – 1994.
2. Федеральный закон №123. «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности». ФЗ №123 от 22.07.2008. Собрание законодательства РФ. – 2008.
3. Постановление Правительства РФ №87 «О составе разделов проектной документации и требования к их содержанию». Постановление Правительства РФ №87 от 16.02.2008 (ред. от 01.12.2021), 2021 г.
4. СП 2.13130.2020. Системы противопожарной защиты. Обеспечение огнестойкости объектов защиты. Приказ МЧС России от 12.03.2020 г., № 151. – Москва: Стандартинформ, 2020 – 45с.;
5. СП 5.13130.2009. Системы противопожарной защиты. Установки пожарной сигнализации и пожаротушения автоматические. Нормы и правила проектирования. Приказ МЧС России от 25.03.2009 г., №175. – Москва: Стандартинформ, 2009 – 107с.;
6. СП 8.13130.2020. Системы противопожарной защиты. Наружное противопожарное водоснабжение. Требования пожарной безопасности. Приказ Министерства Российской Федерации по ГОиЧС от 17.06.2020г., №225 – Москва: Стандартинформ, 2020 – 19с.;
7. СП 155.13130.2014. Склады нефти и нефтепродуктов. Требования пожарной безопасности. Приказ МЧС России от 26.12.2013 г., №837 (ред. от 09.03.2017). – Москва: Стандартинформ, 2013 – 35с.;
8. ГОСТ Р 53324-2009. Ограждения резервуаров. Требования пожарной безопасности. – Москва: Стандартинформ, 2009 – 10 с.;

## РАЗРАБОТКА МЕТОДА ОПЕРАТИВНОГО КОНТРОЛЯ СОСТОЯНИЯ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН

*А.М. Зиновьев, В.Н. Фомин*

*Самарский государственный технический университет  
г. Самара, Россия*

**Ключевые слова:** гидродинамические исследования скважин, интерпретация ГДИС, группировка месторождений, коэффициент продуктивности, проницаемость, геолого-физическая характеристика.

Актуальность

В Российской Федерации происходит неуклонное снижение остаточных запасов нефти, при этом доля трудноизвлекаемых запасов (ТИЗ) нефти в общем балансе на сегодняшний день возросла до 55 %, а по ряду нефтедобывающих компаний до 60 – 80 %. С изменением структуры запасов (высокая выработанность пласта, обводненность, низкие пластовые давления и проницаемость коллекторов)

осложняются условия эксплуатации скважин, сопровождающиеся снижением их продуктивности и дебитов скважин. Для своевременного установления причин таких потерь и их минимизации проводят гидродинамические исследования скважин (ГДИС). В настоящее время в НГДУ «Ямашнефть» [1, 2] ГДИС и интерпретация результатов исследования осуществляется единым подходом для всех объектов разработки без учета их геолого-физической характеристики и параметров эксплуатации добывающих скважин согласно утвержденному РД №153-39.0-536-07.

Существует два метода исследований и многочисленные способы их обработки, проведение которых на нестационарных режимах фильтрации (исследование методом восстановления давления/уровня, методом падения давления, исследования при закачке методом падения уровня в нагнетательной скважине и гидропрослушивание скважин). Большинство параметров, характеризующих состояние пласта, определяют по результатам исследований на неустановившихся режимах работы скважин. Применяемые традиционные методы исследования являются весьма затратными для группы месторождений Юго-Востока Татарстана по причине длительного восстановления давления на забое скважин. На практике возможность качественной обработки результатов исследований скважин на нестационарных режимах часто ограничена недостатком информации и применимостью стандартных методик интерпретации результатов ГДИС для залежей с низкопроницаемыми коллекторами. Таким образом, вопросы совершенствования известных и создания новых методов контроля состояния призабойной зоны пласта, позволяющих определять в сжатые сроки фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) пласта, учитывая геологофизические особенности разрабатываемых коллекторов, режимы эксплуатации месторождений и работы скважин являются актуальными [1, 3].

Для достижения поставленной цели решались следующие задачи:

- 1) Анализ особенностей проведения гидродинамических исследований скважин на месторождениях НГДУ «Ямашнефть»;
- 2) Обобщение геолого-физической характеристики месторождений, влияющих на особенности проведения ГДИС группы месторождений Юго-Востока Татарстана;
- 3) Исследование влияния геолого-физических характеристик пласта, физико-химических свойств продукции скважин и особенностей разработки залежи на форму кривых восстановления давления;
- 4) Разработка экспресс-метода оперативной оценки состояния призабойной зоны пласта при вводе скважин в эксплуатацию после проведения геолого-технических мероприятий;

## Введение

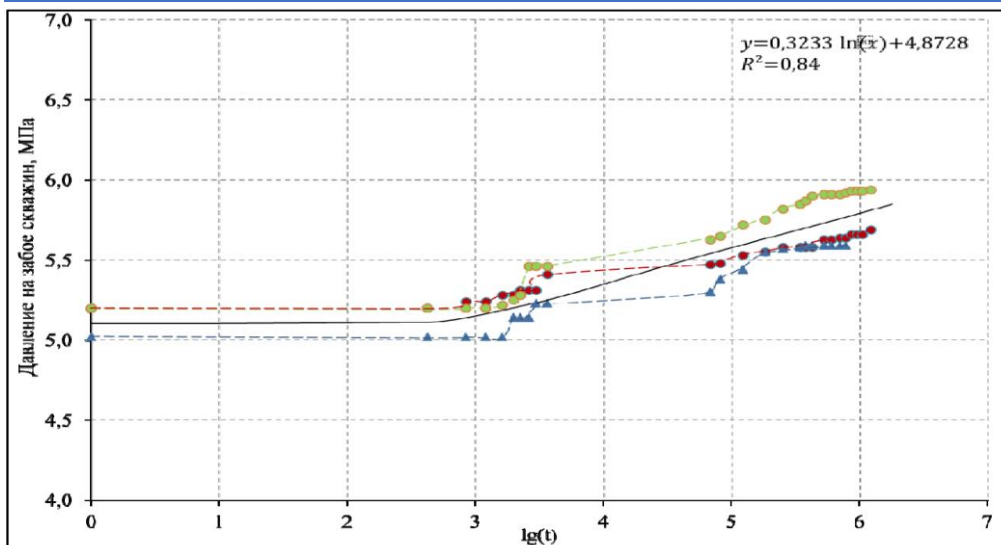
Нефтегазодобывающее управление «Ямашнефть», созданное в начале 1969 года, получило свое название от Ямашинского нефтяного месторождения, первооткрывательницей которого была скважина № 43, пробуренная еще в апреле 1954 года. Месторождение, в свою очередь, получило название от расположенного поблизости села Ямаши.

Опыт разработки месторождений НГДУ «Ямашнефть» указывает на существенное изменение продуктивности скважин в процессе их эксплуатации. В нефтепромысловой практике понятие продуктивности скважин включает в себя характеристику добывных возможностей скважин, связанных как с коллекторскими свойствами продуктивных горизонтов, вскрытых скважиной, так и ее техническим состоянием. Коэффициент продуктивности скважин по турнейскому ярусу Шегурчинского месторождения снизился в два раза за 10 лет. За данный период времени было проведено всего шесть обработок ПЗС с целью восстановления коэффициента продуктивности. В целом по месторождениям НГДУ «Ямашнефть» ежегодно проводится около 50–60 таких ГТМ.

С этой целью, было проведено ранжирование скважин по месторождению по степени обводненности, дебиту добывающих скважин и вязкости добываемой продукции. По каждому объекту были выявлены высоко- и малообводненные скважины. После этого с целью определения зависимости формы КВД от обводненности продукции, дебита жидкости и вязкости скважины месторождений НГДУ «Ямашнефть» рассматривались в зависимости от 2-х условий: 1. Плановое проведение на скважине ГДИС; 2. Проведение ГДИС после проведения ГТМ (ОПЗ). Рассматривались скважины, эксплуатирующие только один объект. Скважины, оборудованные установкой ОРД, в анализе участия не принимали с целью исключения некорректных данных.

В результате анализа проинтерпретировано 987 КВД по скважинам, эксплуатирующих верей-башкирские, тульско-бобриковские отложения и турнейский ярус, для выявления зависимости особенностей восстановления уровня столба жидкости в скважине при разработке определенного объекта [4]. На рисунке 1 представлена КВД, полученная путем осреднения всех кривых по скважинам тульско-бобриковских отложений месторождений НГДУ «Ямашнефть», для которых характерны следующие параметры:

- 1) среднесуточный дебит скважины по нефти не превышает 2,5 м<sup>3</sup>/сут;
- 2) обводненность добываемой продукции не превышает 40%;
- 3) значения вязкости продукции находятся в диапазоне 25-28 мПа·с.



- ▲ - осредненная линия КВД по первой характерной группе изученных скважин;
- - осредненная линия КВД по второй характерной группе изученных скважин;
- - осредненная линия КВД по третьей характерной группе изученных скважин;
- - осредненная линия КВД по полученным кривым трех групп изученных скважин.

Рисунок 1 – Зависимости, отражающие характерный вид КВД, получаемых при проведении ГДИС на скважинах 1 группы тульско-бобриковских отложений.

По изученным скважинам на каждом объекте отмечено наличие скважин, которым характерны кривые, не поддающиеся общему представленному группированию. Это может быть обусловлено многочисленными факторами: краевое расположение скважины, аномальные физико-химические свойства пластовых флюидов, не характерными для разрабатываемого объекта и т.д.

В итоге, интерпретация ГДИС отдельно рассматриваемой группы скважин должна проводиться по адаптированным методикам, соответствующим заданных характеристикам. Но на сегодняшний день КВД по всему фонду скважин месторождений НГДУ «Ямашнефть» интерпретируются по одной методике института «ТатНИПИнефть» согласно РД №153-39.0-536-07. Исходя из вышесказанного, а также с целью сокращения длительного простоя скважин во время восстановления кривой давления, актуальным вопросом является разработка экспресс-метода для определения ФЕС ПЗП [2, 5-9].

Для исключения остановок на проведение ГДИС после ГТМ на скважинах месторождений НГДУ «Ямашнефть» предлагается применять разработанный экспресс-метод исследования скважин, основанный на прослеживании уровня столба жидкости в скважине во время освоения скважины после ГТМ [7, 8].

На основе разработанного экспресс-метода определяются: 1) текущий и потенциальный дебиты; 2) текущее состояние ПЗП; 3) степень успешности проведенного ГТМ.

Схема проведения исследования скважины до и после ГТМ на данный момент выглядит следующим образом: перед проведением мероприятия скважину

исследуют на определение параметров пласта, после чего осуществляют ГТМ, далее скважину осваивают и снова проводят контрольное исследование скважины методом снятия КВД (рисунок 2).



Рисунок 2 – Существующая схема проведения ГТМ на скважине и ее освоения.

Разработан и апробирован экспресс-метод, который предоставляет возможность оперативно рассчитать все необходимые характеристики пласта, преимущественно данные по призабойной зоне пласта, совместив процесс сваблирования и второй этап исследования (рисунок 3).



Рисунок 3 – Предлагаемая схема проведения ГТМ на скважине и ее освоения.

Таким образом, во время каждого цикла сваблирования определяется уровень столба жидкости в скважине, параллельно с этим отбираются пробы для определения вязкости и плотности продукции. Объем извлеченной жидкости измеряют в тарированной емкости (свабная корзина). После этого оперативно в передвижной лаборатории продукция исследуется на число рН, вязкость, плотность и обводненность. После окончания процесса сваблирования и построения КВД по полученным значениям уровня жидкости осуществляется обработка кривой с последующим расчетом ФЕС по существующей методике института «ТатНИПИнефть».

Для подтверждения достоверности предлагаемого экспресс-метода на скважинах НГДУ «Ямашнефть» разработан план мероприятий для проведения опытно-промышленных работ по внедрению метода оперативного контроля состояния призабойной зоны пласта. Для этого был подобран ряд добывающих скважин, на которых планировалось провести ГТМ с последующим опробованием экспресс-метода ГДИС.

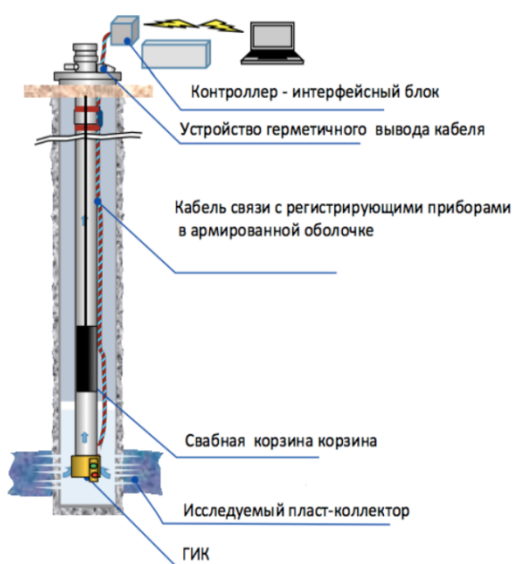
Для проверки точности полученных данных результаты экспресс-метода сравнивались результатами, полученными при проведении контрольного ГДИС на установившихся режимах работы после ГТМ согласно существующему РД №153-39.0-536-07 по методике института «ТатНИПИнефть». По результатам полученных данных выявлено, что процент расхождения между значениями, полученными с помощью экспресс-метода, и РД составляет в среднем 7,5%. Основной причиной



выявленной погрешности явилась неточность измерения уровня столба жидкости в скважине во время свабиrowания, связанная с наличием различных по высоте столбов вспененной продукции, что искажало точность определения уровня.

В результате сравнения полученных данных была выявлена неоднозначная сходимость ФЕС по экспресс-методу и по ГДИС согласно РД №153-39.0-536-07.

Для исключения возникающей погрешности при измерении уровня столба жидкости при проведении экспресс-метода ГДИС предложено использовать широко применяемые глубинные исследовательские комплексы (ГИК), спускаемые непосредственно в работающую скважину и осуществляющие контроль изменения давления на забое. На рисунке 4 представлена схема расположения в скважине ГИК во время свабиrowания.



Измерительный комплекс спускается в интервал перфорационных отверстий. Давление регистрируется в режиме «онлайн во» время спуска и подъема свабиrowочной корзины [9]. При подъеме очередного объема жидкости отбираются пробы и определяются обводненность, вязкость, рН получаемой продукции, после чего необходимо выполнить расчет необходимых гидродинамических параметров призабойной зоны пласта. Для проверки точности полученных данных результаты экспресс-метода сравнивались с результатами контрольного ГДИС, выполненного согласно существующему РД №153-39.0-536-07 института «ТатНИПИнефть», на установившихся режимах после ГТМ.

Рисунок 4 – Схема спуска в скважину ГИК при свабиrowании

Совмещение свабиrowания с исследованием по экспресс-методу не увеличивает время проведения ГТМ, в то время как проведение контрольного ГДИС с построением КВД по РД занимает в среднем 10-15 сут. Т.е., совмещая исследование с процессом свабиrowания во время освоения после ОПЗ, возможно сокращать простой скважин. В масштабах нефтегазодобывающих управлений это будет играть большую роль.

#### Выводы

Таким образом, применение экспресс-метода ГДИС позволяет сократить простой скважин за счет исключения необходимости проведения контрольного ГДИС после ГТМ согласно существующему РД. При этом интерпретация полученных КВД по методикам, соответствующим геологическим особенностям разрабатываемых залежей и параметрам разработки скважин НГДУ «Ямашнефть», позволит получать корректную информацию о ФЕС ПЗП, анализировать успешность проведенного ГТМ, строить достоверную геологическую модель разработки пласта.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Карнаухов М.Л., Пьянкова Е.М. Современные методы гидродинамических исследований скважин: Справочник инженера по исследованию скважин. М.: Инфра-Инженерия, 2010. 432 с.
2. Кульпин Л.Г., Мясников Ю.А. Гидродинамические методы исследования нефтегазоводоносных пластов. М.: Недра, 1974. 200 с.
3. РД 153-39.0-536-07. Руководство по интерпретации КВД для различных типов скважин и геолого-промысловых условий / ТатНИПИнефть. Бугульма, 2007.
4. Андаева Е.А. Метод оперативного контроля состояния призабойной зоны низкодебитных скважин // Территория Нефтегаз. 2016. № 3. С.74–77.
5. Андаева Е.А., Лысенков А.В., Ханнанов М.Т. Усовершенствование экспресс-метода гидродинамических исследований скважин в условиях месторождений НГДУ «Ямашнефть» // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2017. № 3. С. 41–47.
6. Куренков О.В. Гидродинамические методы исследования пластов, содержащих неньютоновские жидкости // Обз.инф. «Нефтепромысловое дело». М.: ВНИИОЭНГ, 1982. Вып. 17 (41). 35 с.
7. Пат. 2605972 РФ. Система определения характеристик призабойной зоны малodeбитных скважин / Р.Х. Саеггараев, И.Х. Кашапов, Е.Ю. Звездин, Е.А. Андаева. 2017.
8. Пат. 2559247 РФ. Способ экспресс-определения характеристик призабойной зоны малodeбитных скважин, применяемый при освоении скважин, и система его реализующая / Р.Х. Саеггараев, И.Х. Кашапов, Е.Ю. Звездин, Е.А. Андаева. 2015.
9. Иктисанов В.А., Мусабирова Н.Х., Байгушев А.В., Шипилова К.Ф. Направления совершенствования гидродинамических методов контроля в ПАО «Гатнефть» — Бугульма // Инновации в разведке и разработке нефтяных и газовых месторождений: матер. Междунар. науч.-практич. конф., посвященной 100-летию со дня рождения В.Д. Шашина. Казань: Изд-во «Ихлас», 2016. Т. 2. 268 с.

УДК 622.24

## САЛЬНИКООБРАЗОВАНИЕ КАК ФАКТОР ОПАСНОСТИ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН

*Р.К. Шалыгин*

*РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва, Россия,  
E-mail teksertgubkin@yandex.ru*

**Аннотация.** Выполнены систематизация и обобщение исследований механизма сальникообразования. Рассмотрено сальникообразование на долоте, на элементах компоновки низа бурильной колонны и образованные фильтрационной коркой. В качестве основополагающих причин сальникообразования выделены: липкость глинистых частиц, неэффективная очистка забоя и ствола скважины от бурового шлама; неэффективная очистка промывочной жидкости от бурового шлама. Показано, что основными мероприятиями по предупреждению

сальникообразования являются снижение концентрации глинистых частиц в восходящем потоке промывочной жидкости и увлажнения их ее фильтратом.

**Ключевые слова:** промывка скважин, опасные технологические события, сальникообразование, предотвращение сальникообразования

**Введение.** Одним из факторов, определяющих безопасность технологического процесса углубления скважины, является содержание твердой фазы в промывочной жидкости (ПЖ). Особое значение этот фактор имеет при бурении в глинистых породах, характерной особенностью которых является способность набухать при пропитке фильтратом ПЖ и, как следствие, разупрочняться [1]. Снижение прочности пород в стенке скважины инициирует деформационную неустойчивость ее ствола, сопровождающуюся кавернообразованием. Снижение прочности глинистых частиц в потоке ПЖ способствует их интенсивному диспергированию. В обоих случаях содержание твердой фазы в ПЖ возрастает, что имеет ряд негативных последствий для экологической и промышленной безопасности [2-4]. В данной статье в качестве опасного технологического события рассматривается сальникообразование.

**Актуальность и научная значимость исследования.** Последствия сальникообразования разнообразны, при этом наиболее тяжелыми являются прихваты бурильной колонны и поршневание при ее движении. В последнем случае высока вероятность возникновения газонефтеводопроявления, особенно в специфических условиях морского бурения [5]. Поэтому правилами в области промышленной безопасности [6] подъем бурильной колонны при наличии поршневания разрешается только при условии ее вращения с промывкой. Практически эффективно выполнить требования правил безопасности, то есть осуществлять подъем бурильной колонны с одновременным ее вращением и с промывкой можно лишь при наличии верхнего силового привода. Поскольку разрушить сальники в скважине невозможно, то единственный выход – это предотвращение их образования. Для этого необходимо знать механизм сальникообразования, который является предметом ряда исследований, в частности [7-12].

**Постановка задачи.** Целью данного исследования является систематизация и обобщение исследований механизма сальникообразования.

**Теоретическая часть и практическая значимость.** Сальники представляют собой уплотненную массу, состоящую из глинистых частиц и твердой фазы промывочной жидкости. В основе сальникообразования лежит процесс адгезионного налипания глинистых частиц на металл элементов бурильного инструмента и, как следствие, изменение его геометрии. Первичными признаками сальникообразования являются:

- затяжки при отрыве бурильного инструмента от забоя;
- увеличение крутящего момента на роторе;
- повышение давления циркуляции промывочной жидкости.

Можно выделить три вида сальников, отличающихся механизмом образования: на долоте, на элементах компоновки низа бурильной колонны (КНБК) и образованные фильтрационной коркой.

Сальники на долоте образуются наиболее часто. Основной причиной является неэффективные процессы очистки забоя скважины от выбуренных частиц и выноса их из зоны долота. В результате выбуренные частицы забивают пространство между породоразрушающими элементами долота, а затем и все другие его неровности. При

накоплении выбуренных частиц на забое скважины (образование шламовой подушки) часть энергии долота затрачивается не на разрушение забоя, а на перемалывание уже выбуренных частиц. Повышение концентрации продуктов разрушения еще более интенсифицирует образование сальника на долоте.

Сальники на элементах КНБК изначально образуются под диаметральными выступами. С одной стороны, вследствие сужения потока его скорость при неизменном расходе ПЖ возрастает и глинистые частицы проскальзывают по металлической поверхности. С другой стороны, их концентрация в поперечном сечении кольцевого пространства и под диаметральными выступами КНБК увеличивается, что способствует первичному адгезионному налипанию глинистых частиц на металл. Вслед за этим происходит вторичное адгезионное налипание, теперь уже на слой глинистых частиц, то есть укрупнение новообразований на поверхности КНБК с последующим его уплотнением сначала под действием давления, а затем механическим при соприкосновении со стенкой скважины.

Сальники из фильтрационной корки ПЖ образуются при сдирании ее со стенки скважины бурильным инструментом в процессе спуска или при его расхаживании при длительных остановках процесса бурения. Фрагменты корки, двигаясь в восходящем потоке ПЖ задерживаются у диаметральных препятствий (например, замков бурильных труб), прилипают к ним, уплотняются перепадом давления и превращаются в основу сальника.

Вещественный и структурный состав сальника зависит от механизма его образования. Все сальники в той или иной степени содержат твердую фазу ПЖ. При этом, сальник на долоте содержит частицы, сопоставимые по размеру с выбуренной породой, а сальники на элементах КНБК и на бурильной колонне – тонкодисперсные частицы бурового шлама (прошедшие, по крайней мере однократное диспергирование). Основу сальника, образованного фильтрационной коркой, составляет твердая фаза ПЖ. Независимо от механизма образования сальник уплотняется гидравлически и механически настолько, что его разрушение в забойных условиях невозможно. Следовательно, единственный способ избежать сальникообразования это устранить его причины.

Основополагающими причинами сальникообразования являются:

- липкость глинистых частиц (чем меньше липкость, тем меньше вероятность сальникообразования);
- неэффективная очистка забоя и ствола скважины от бурового шлама (высокая концентрация глинистых частиц и длительное нахождение его на забое и в стволе скважины повышают вероятность сальникообразования);
- неэффективная очистка ПЖ от бурового шлама (тонкодисперсные глинистые частицы в нисходящем потоке ПЖ доувлажняются и их липкость повышается).

Обеспечение эффективной очистки от бурового шлама забоя и ствола скважины, ПЖ является приоритетной задачей гидравлической программы промывки скважины независимо от типа разбуриваемых пород. Снижение липкости глинистых частиц – это специфическая задача, которая решается, главным образом физико-химическими методами технологии промывки скважин. Поэтому рассмотрим этот аспект сальникообразования.

Стандартизованное определение липкости дано в грунтоведении [13]: это способность грунта прилипать к различным материалам при соприкосновении. Липкость характерна для глинистых грунтов – связных грунтов, состоящих в основном из пылеватых и глинистых (не менее 3%) частиц, обладающих свойством

пластичности. В полной мере эти определения применимы к глинистым породам, прежде всего, к глинам.

Специфической особенностью глин является то, что их частицы покрыты гидратной оболочкой связанной воды. Липкость глин обусловлена силами взаимодействия между молекулами связанной воды и частицами глин, с одной стороны, молекулами воды и поверхностью соприкасающегося с глиной материала, с другой стороны [1]. Она появляется при влажности, близкой к влажности максимальной молекулярной влагоемкости. Это влажность, при которой вся находящаяся в порах вода связана молекулярными силами глины и не может быть удалена давлением, а только специальной сушкой. Начало проявления липкости глин соответствует влажности, несколько большей нижнего предела пластичности. При дальнейшем увлажнении липкость сильно возрастает и, достигнув максимального значения для данной глины, резко уменьшается.

Количественной характеристикой липкости глин является усилие (в кПа), требующееся для отрыва прилипшего предмета от глины при различных значениях ее влажности [13]. Наиболее характерными показателями являются влажность начального и максимального прилипания, максимальное значение липкости. Значение липкости и характерные значения влажности определяются гранулометрическим и минералогическим составом глин, составом обменных катионов, состоянием глин (влажностью, плотностью, структурой и др.).

Поскольку решающим фактором проявления липкости является наличие в глине слабосвязанной воды [1], то для предотвращения сальникообразования необходимо снижать набухание и пропитку глинистых частиц фильтратом ПЖ, то есть известными способами снижать диспергирующую и повышать ингибирующую способность ПЖ [8-12, 14]. В частности, экспериментально показано, что скорость образования сальника и его влажность при прочих равных условиях в значительной степени зависят от минерализации ПЖ, содержания в ней твердой фазы и смазочных композиций [11].

**Закключение.** Для снижения вероятности сальникообразования при бурении в интервале глинистых пород эффективность известных мероприятий (применение ингибирующих и недиспергирующих ПЖ, управление содержанием избыточной твердой фазы в ПЖ) необходимо оценивать с учетом интенсивности увлажнения глинистых частиц по отношению к влажности их максимальной молекулярной влагоемкости или влажности, соответствующей нижнему пределу пластичности гины.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Сергеев Е.М. Теоретические основы инженерной геологии, физико-химические основы. – М.: Недра, 1985. – 288 с.
2. Балаба В.И. Экологические требования к промывочным жидкостям при бурении на море // Бурение и нефть. – 2010. – № 2. – С. 54-58.
3. Заливин В.Г. Осложнения при бурении нефтегазовых скважин: учеб. пособие. – Иркутск: Изд-во ИрГТУ, 2013. – 247 с.
4. Леонов, Е.Г. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин: учебник для вузов: в 2 частях / Е.Г. Леонов, В.И. Исаев. – 2-е изд., испр. и доп. – ч. 1: Гидроаэромеханика в бурении. – М.: ООО Недра-Бизнесцентр, 2006. – 413 с.
5. Шальгин Р.К. Пути совершенствования циркуляции промывочной жидкости в морском бурении // Булатовские чтения. – 2021. – Т. 1. – С. 411-412.

6. Приказ Ростехнадзора от 15.12.2020 № 534 (ред. от 19.01.2022) «Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».
7. Eric van Oort, E. On the Physical and Chemical Stability of Shales // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2003. – № 38. – p. 213-235.
8. Живаева В.В. и др. Проведение исследований по подбору противосальниковой добавки к буровому раствору / Живаева В.В., Нечаева О.А., Камаева Е.А., Щербакова Ю.К., Кабанцева О.С., Панков В.Ю. // Нефть. Газ. Новации. – 2018. – № 10. – С. 20-24.
9. Леушин И.Л. Новые химические решения поддержания устойчивости стенок скважин и предупреждения сальникообразования при бурении // Нефть. Газ. Новации. – 2013. – № 12. – С. 54-58.
10. Мартель А.С., Моренов В.А., Леушева Е.Л. Исследование составов буровых растворов для бурения глинистых пород и предупреждения сальникообразования // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 3. – С. 170-176.
11. Уляшева Н.М. и др. Задачи управления адгезионными свойствами буровых растворов при углублении скважины в глинистых породах / Н.М. Уляшева, А.М. Вороник, К.В. Лютиков, Д.В. Ходенко // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2014. – № 6 (<http://www.ogbus.ru>).
12. Христенко А.В. Обоснование химической обработки буровых растворов для предупреждения сальникообразования при разбуривании пластичных горных пород: автореф. дис... канд. тех. наук: 25.00.15. – Уфа, 2010. – 24 с.
13. ГОСТ 34259-2017 Грунты. Метод лабораторного определения липкости (Переиздание).
14. Шалыгин Р.К. Регулирование ингибирующих свойств промывочных жидкостей / В книге: Нефтепромысловая химия. Материалы VIII Международной (XVI Всероссийской) научно-практической конференции. – Москва, 2021. – С. 27-30.

**УДК 622.24**

## **ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ БУРЕНИЯ СКВАЖИН**

*Шемелин С.С.*

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия*

Ключевые слова: скважина, боковой ствол (БС), бурение горизонтального ствола (БГС), гидравлический разрыв пласта (ГРП), физико-химических методов увеличения нефтеотдачи (ФХМУН), методы увеличения нефтеотдачи (МУН).

Перспективным направлением в области интенсификации нефти на сегодняшний день является резка бокового ствола скважины (БС). В настоящее время объемы бурения БС возрастают. Для внедрения БС необходимо применить комплекс технических средств, представленных в статье, и разрабатывать типовые конструкции.

Задачей БС является восстановление дебита скважины путем вскрытия тупиковых зон, которые при вертикальном бурении не удалось затронуть. Опыт бурения БС на месторождениях ХМАО показал внушительную эффективность применяемого метода, отмечено экономичность проекта.

Рассматриваемое месторождение сложное по геологическому строению, уникальное по величине запасов, находится на III стадии разработки, которая началась в 2006 году. С начала разработки по месторождению отобрано 195031 тыс.т нефти, КИН составляет 0,278. Общий фонд скважин – 4258, в т.ч 2733 нефтяных, 1367 нагнетательных и 158 водозаборных. [1]

По результату анализа эффективности технологии БГС на промышленных объектах рассматриваемого месторождения определено, что высокие показатели обусловлено тем, что бурение БС осуществлялось на участках, где сосредоточены значительные остаточные извлекаемые запасы. По сравнению с другими технологиями увеличения нефтеотдачи, такими как ГРП и ФХМУН, зарезка бокового ствола на анализируемых объектах, выделяется дополнительной добычей нефти в среднем по скважинам – 14,19 тыс.т/скв.

Согласно проведенному геолого-промысловому анализу участков скважин БГС промышленных объектов рассматриваемого месторождения с помощью средств математического моделирования удалось провести подбор участка скважины-кандидата для БГС, произвести расчет проектного дебита нефти скважины, а также рассмотреть возможность усовершенствования системы разработки участков БГС для увеличения добычи нефти. [2]

Анализ разработки участков скважин БГС показал высокую эффективность технологии по сравнению с другими методами увеличения добычи нефти, которая выражается в высокой удельной дополнительной добычи на скважину:

Зарезка бокового ствола – 14,19 тыс.т/скв;

ГРП – 12,83 тыс.т/скв;

Физико-химические методы – 1,12 тыс.т/скв.

Таким образом, технология ЗБС по основным продуктивным отложениям рассматриваемого месторождения показал высокую эффективность по сравнению с другими МУН, которая выражается в высокой удельной дополнительной добычи на скважину.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Шемелин, С. С. Расчет устойчивости крепи скважины на примере Тасийского участка Тамбейского нефтегазоконденсатного месторождения / С. С. Шемелин // Время научного прогресса : Сборник научных трудов по материалам VII Международной конференции, Волгоград, 2022. – С. 34-36.
2. Изменения фильтрационных свойств в породах коллекторах при бурении / О. Н. Павельева, Ю. Н. Павельева, Л. А. Паршукова, В. П. Овчинников // Недропользование XXI век. – 2020. – № 1(83). – С. 64-69.
3. Процессы изменения фильтрационных свойств коллекторов нефти и газа при сооружении и эксплуатации скважин : Учебник / В. П. Овчинников, А. В. Поднебесных, И. Г. Яковлев [и др.]. – Тюмень : Тюменский индустриальный университет, 2019. – 331 с.

# ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДИКИ АКУСТИЧЕСКОЙ ЦЕМЕНТОМЕРИИ, ДЛЯ ОЦЕНКИ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ОБСАДНЫХ И ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ КОЛОНН СКВАЖИН ЮРУБЧЕНО – ТОХОМСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

*Р.И. Степанов*

*Сибирский Федеральный Университет. Институт нефти и газа. Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений.*

*Россия, г. Красноярск, Е – mail: [rusya.stepanov.2017@bk.ru](mailto:rusya.stepanov.2017@bk.ru)*

**Аннотация.** В работе представлен краткий обзор метода акустической цементометрии (АКЦ), который используется для оценки технического состояния внутрискважинного оборудования, а также качества цементирования ОК и ЭК, наличия состояния цементного камня. Будет дан краткий обзор метода АКЦ и его использование в решении задач, связанных с оценкой цементирования горизонтальных скважин.

**Ключевые слова:** акустическая цементометрия, эксплуатационная колонна, обсадная колонна, скважина, цементный камень.

## **Введение**

**Актуальность** исследования обусловлена возможностью метода акустической цементометрии для оценки качества цементирования и технического состояния внутрискважинного оборудования, на примере скважин Юрубчено – Тохомского месторождения.

**Цель:** оценить эффект использования метода АКЦ, для контроля цементирования и технического состояния скважинного оборудования

**Объекты:** Юрубчено – Тохомское месторождение, рифейские отложения, горизонтальные скважины.

Акустическая цементометрия (АКЦ) – это способ акустического каротажа, используемый в нефтегазовой промышленности в течении последних 60 лет [Б.А Сулейманов и др., 2022].

Технология акустической цементометрии основана и используется на измерении характеристик волновых пакетов, которые распространяются в эксплуатационной или обсадной колонне, создаваемые источником возникновения с частотой излучения примерно равной 20 – 30 кГц, которые распространяются в колонне цементном камне и породах в качестве информации при проведении работ используются [Губина А.И и др., 2019]:

– Амплитуды или же коэффициент эффективного затухания волны как в обсадной так и в эксплуатационной колонне, в зафиксированном временном



окне, положение которого определяется значением интервального времени распространения волны в колонне примерно равное 185 – 187 мкс/м;

- Интервальное время и амплитуды, или затухание первых вступлений возникающих волн, которые распространяются в горных породах;

- Фазокорреляционные диаграммы [Головин Б.А, 2019].

Применение акустического каротажа используется для оценки качества цементирования обсадной и эксплуатационной колонны, а также затрубного пространства, которое основано на различии величины затухания и распространения упругих колебаний, в зависимости от плотности сцепления цементного камня с колонной и стенкой скважины [2]. Данный метод позволяет дать информацию о качестве цементирования обсадной и эксплуатационной колонны а также может позволить установить следующие факторы:

- Установить высоту подъема цементного раствора;
- Выявить наличие или же отсутствие цементного раствора за колонной;

- Определить наличие каналов трещин и каверн, в цементном камне;

- Изучить степень сцепления цементного камня с колонной и горными породами (стенкой скважин);

- Исследовать процесс формирования цементного камня во времени.

Интерпретация материалов АКЦ проводится в таблице 1:

Таблица 1. Параметры оценки результатов АКЦ

Амплитуда $A_k$	Величина $t_n$	Отбивка муфт	Результаты интерпретации
Максимальная	$t_n = t_k$	Отбиваются	Цементный камень отсутствует или не сцеплен с колонной
0,2 – 0,8 от максимального значения	$t_n \neq t_k$	Отбиваются	Плохое сцепление цемента с колонной частичное сцепление с колонной
Минимальная (нулевая)	$t_n > t_k$	Отбиваются	Хорошее сцепление цемента

			с колонной
Средняя	$t_n < t_k$	Неотбиваются	То же
Средняя	$t_n \neq t_k$	Неотбиваются	Требуются дополнительные данные

Где:  $t_n$  – время пробега продольной волны по колонне,  $t_k$  – время пробега упругой волны по колонне.

Результаты акустической цементометрии отображаются в виде кривых, которые используются для интерпретации качества цемента и отображают диаграмму гамма – излучения, время прохождения звука локатора муфтовых соединений обсадной колонны, амплитуды и фазокорреляционной акустической диаграммы [3]. В процессе интерпретации материалы акустической цементометрии используются с другими геофизическими методами, для оценки технического состояния внутрискважинного оборудования, такими как профилиметрия, спектральный гамма – дефектомер – толщиномер (СГДТ), магнитный локатор муфт (МЛМ), ЭДМС электромагнитный дефектоскоп, гамма – каротаж, магнитный интроскоп и т.д.

На Юрубчено – Тохомском месторождении которое обладает сложным геологическим строением, приуроченностью к продуктивным венд – рифейским отложениям исследования методом АКЦ проводятся давно. Коллектор продуктивных отложений карбонатный, кавернозно – трещиноватый. Технология АКЦ применяется при оценке качества цементирования горизонтальных скважин. В последнее время отмечалось низкое состояние качества цементирования, что к сожалению создает условия для возникновения межпластовых перетоков флюидов. В частности это обусловлено сложным строением природного резервуара, а также наличием зон АВПД (аномально высоких пластовых давлений). Поскольку при разработке месторождения используется система разбуривания горизонтальными скважинами, а именно горизонтальные скважины и позволяют бурить наибольшее количество обнаруживаемых трещин. АКЦ на скважинах ЮТМ использовалась с целью оценки технического состояния эксплуатационной и обсадной колонны и применялось с другими геофизическими методами для решения поставленной задачи. В частности проводилась оценка состояния цементного камня. Причиной оценке технического состояния цементного камня становится то, что конструкцией скважины ЮТМ, предполагается диаметр ОК 178 мм, где часто наблюдается то, что скважина фиксирует вскрытие пород долеритов кровлю карбонатного коллектора и интервала газовой шапки [Сверкунов С.А, 2017]. Также одной из проблематикой при бурении скважин и оценке цементирования скважин является то, что стоит вопрос о прочности существующего цементного камня.

Данные цементометрии использовались также в момент проведения ПГИ при проведении испытания скважины на приток. По данным использования технологии по проведению комплексов замеров, а именно АКЦ на трубах НКТ, примерной длиной трубы 89 мм, были определены межпластовые перетоки в скважинах, которые выходят в верхним дырам интервалов перфорации скважин. Поскольку в большинстве случаев не выявлялось нарушения в оценке состояния как обсадной и эксплуатационной колонны, а также цементного камня, то данные результаты могут послужить основой для качественного проведения промыслово – геофизических исследований скважин (ПГИ), а также оценке профилей притока, проведении геолого – технических мероприятий (ГТМ) и использовании дальнейших результатов, для использования в решении геологических задач.

### **Заключение**

В результате написания работы, автором была дана краткая характеристика методу акустической цементометрии АКЦ, используемой при задачах, связанных с оценкой качества цементирования, а также технического состояния внутрискважинного оборудования. Был дан краткий обзор технологии АКЦ и его применение при решении задач на Юрубчено – Тохомском месторождении. Полученные данные и метод могут использоваться в общем комплексе ПГИ скважин и при применении скважин на испытании на приток.

### **СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ**

- 1 - Большой справочник инженера нефтегазодобычи. Разработка месторождений. Оборудование и технологии добычи/ Под. ред. У. Лайонза и Г. Плизга. – Пер с англ. – СПб: Профессия. 2009. – с. 952
- 2 - Головин Б.А., Калининкова М.В, Муха А.А. Контроль за разработкой нефтяных и газовых месторождений геофизическими методами: учебное пособие. – Саратов 2011. – с. 63
- 3 - Губина А.И., Луппов В.И., Плешков Л.Д. Геофизические методы исследования скважин: лабораторные работы: учеб. пособие / А.И. Губина, В.И Луппов, Л.Д. Плешков; Перм. гос. нац. исслед. ун – т. Пермь, 2019. – с. 102
- 4 - Сверкунов С.А. Повышение эффективности бурения горизонтальных стволов в карбонатных породах с низкими градиентами пластового давления. Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. УГНТУ. Уфа. 2017. С. 140
- 5 - Сулейманов Б.А., Велиев Э.Ф., Шовгенов А.Д. Теоретические и практические основы цементирования скважин. – М. – Ижевск: институт компьютерных исследований, 2022. – 292 с
- 6 - Хуснуллин М.Х. Геофизические методы контроля разработки нефтяных пластов. – М. Недра. 1989. – с. 190

*Научное издание*

**Ашировские чтения**

*Сборник статей всероссийской научно-практической конференции*

Используемое программное обеспечение:

MicrosoftOffice 2010

В авторской редакции

Подписано к использованию

Объём издания 29 Мб

---

Федеральное государственное бюджетное  
Образовательное учреждение высшего образования  
«Самарский государственный технический университет»  
443100, г. Самара, ул. Молодогвардейская, 244, Главный корпус