

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ  
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
Федеральное государственное бюджетное образовательное  
учреждение высшего образования  
«ТЮМЕНСКИЙ ИНДУСТРИАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

**ГЕОЛОГИЯ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ  
ЗАПАДНО-СИБИРСКОГО МЕГАБАССЕЙНА  
(ОПЫТ, ИННОВАЦИИ)**

*Материалы  
Национальной научно-технической конференции  
с международным участием*

*Геология, гидрогеология и геокриология*

*Бурение и разработка нефтяных и газовых месторождений*

*Строительство и обустройство нефтегазопромыслов*

*Информационные технологии в нефтегазовой отрасли и геологии*

*Техносферная безопасность в нефтегазодобывающей отрасли*

*Современные материалы, конструкции и технологии*

*Социально-экономические проблемы освоения регионов  
со сложными климатическими условиями*

Тюмень  
ТИУ  
2019

УДК 622.3+550.8+655.6

ББК 33.36+35.514

Г36

Ответственный редактор:  
доктор технических наук, доцент Я. А. Пронозин

Редакционная коллегия:  
Д. В. Пяльченков (зам. ответственного редактора), И. П. Попов,  
С. Ф. Мулявин, А. Н. Коркишко, В. В. Пленкина, И. М. Ковенский,  
Г. В. Прозорова, Ю. В. Сивков

Г36 Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирского  
мегабассейна (опыт, инновации): материалы Национальной научно-  
технической конференции / отв. ред. Я. А. Пронозин. – Тюмень:  
ТИУ, 2019. – 251 с.

ISBN 978-5-9961-1952-3

В издании опубликованы статьи и доклады, представленные на Национальную научно-техническую конференцию, в которых изложены результаты исследовательских и опытно-конструкторских работ по широкому кругу вопросов.

В состав тома вошли материалы работы секций: «Геология, гидрогеология и геокриология», «Бурение и разработка нефтяных и газовых месторождений», «Строительство и обустройство нефтегазопромислов», «Информационные технологии в нефтегазовой отрасли и геологии», «Техносферная безопасность в нефтегазодобывающей отрасли», «Современные материалы, конструкции и технологии», «Социально-экономические проблемы освоения регионов со сложными климатическими условиями».

Издание предназначено для научных, социально-гуманитарных и инженерно-технических работников, а также аспирантов и студентов технических и гуманитарных вузов.

УДК 622.3+550.8+655.6

ББК 33.36+35.514

ISBN 978-5-9961-1952-3

© Федеральное государственное  
бюджетное образовательное  
учреждение высшего образования  
«Тюменский индустриальный  
университет», 2019

## СОДЕРЖАНИЕ

<b>СЕКЦИЯ «Геология, гидрогеология и геокриология».....</b>	<b>11</b>
<b>Сейсмогеологическая модель палеозойско-мезозойских отложений Белоостровского, Скуратовского и Няремейского лицензионных участков акватории Карского моря по данным сейсморазведки 3D .....</b>	<b>11</b>
<i>Бородкин В.Н.<sup>1</sup>, Курчиков А.Р.<sup>2</sup>, Лукашов А.В.<sup>3</sup>, Недосекин А.С.<sup>3</sup>, Смирнов О.А.<sup>3</sup></i>	
<sup>1</sup> Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, <sup>2</sup> Западно-Сибирский филиал Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук, г. Тюмень, <sup>3</sup> ООО «ИНГЕОСЕРВИС», г. Тюмень	
<b>Проникновение льда в мелкопористых средах .....</b>	<b>13</b>
<i>Ишкова З.А.<sup>1</sup>, Колунин В.С.<sup>1,2</sup></i>	
<sup>1</sup> Институт криосферы Земли Тюменского научного центра СО РАН, г. Тюмень, <sup>2</sup> Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
<b>Подтверждение концептуальной модели формирования аномальных разрезов баженовской свиты на примере Имилорского месторождения .....</b>	<b>16</b>
<i>Касаткин В.Е., Гришкевич В.Ф., Лагутина С.В., Панина Е.В., Лаптей А.Г.</i>	
Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени, г. Тюмень	
<b>Гидрогеохимические условия Западно-Таркосалинского нефтегазоконденсатного месторождения .....</b>	<b>19</b>
<i>Лагутин Н.К., Абдрашитова Р.Н., Бешенцев В.А.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
<b>Уточнение геологической модели пласта ПК<sub>18</sub> Пякяхинского месторождения.....</b>	<b>21</b>
<i>Лаптей А.Г., Касаткин В.Е., Лагутина С.В., Гришкевич В.Ф., Панина Е.В.</i>	
Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени, г. Тюмень	
<b>Особенности гидродинамического моделирования континентальных отложений на начальной стадии разработки месторождений .....</b>	<b>24</b>
<i>Меледин А.С., Белкина В.А.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень.	
<b>Влияние порообразующих соединений карбонатных коллекторов на изменение состава органического вещества в гидротермальных условиях .....</b>	<b>27</b>
<i>Носова А.А., Валиева А.А., Лахова А.И., Шарафиева З.Ф., Петров С.М.</i>	
Казанский национальный исследовательский технологический университет, г. Казань	
<b>Создание детальных геологических моделей продуктивных резервуаров месторождения им. В.Н. Виноградова.....</b>	<b>29</b>
<i>Панина Е.В., Касаткин В.Е., Лагутина С.В., Гришкевич В.Ф., Аржиловская Е.А.</i>	
Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени, г. Тюмень	
<b>Сопоставление показателей разработки с определёнными фациями при моделировании отложений тюменской свиты на примере месторождения Сургутского свода .....</b>	<b>32</b>
<i>Солопахин С.К., Бембель С.Р.</i>	
Тюменское отделение «СургутНИПИнефть», г. Тюмень	
<b>Влияние стохастичности солнечной радиации на температурные поля в грунте под дорожным полотном.....</b>	<b>34</b>
<i>Спасенникова К.А., Мочалов Д.В.</i>	
ИКЗ ТюмНЦ СО РАН, г. Тюмень	
<b>Уточнение геологического строения залежей с использованием данных сейсморазведки на примере пласта БС<sub>6</sub><sup>1</sup> .....</b>	<b>36</b>
<i>Тоноян С.С., Уржумов В.Д., Белкина В.А.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	

<b>Изучение эффективности кислотного воздействия на карбонатного породу .....</b>	<b>38</b>
<i>Шарафиева З.Ф., Ибрагимова Д.А., Иванова И.А., Иванов Д.Б., Носова А.А.</i>	
Казанский национальный исследовательский технологический университет, г. Казань	
<b>Изучение воронки газового выброса (В1) на полуострове Ямал.....</b>	<b>40</b>
<i>Широких А.В., Зубченко Д.А., Колева Г.Ю.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
<b>СЕКЦИЯ «Бурение и разработка нефтяных и газовых месторождений» ...</b>	<b>43</b>
<b>Анализ физико-химических свойств пластовой системы с целью разработки рекомендаций по ее оптимальной переработке .....</b>	<b>43</b>
<i>Вачаева Т.Н., Скворцова Е.Н.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
<b>Использование системы «непрерывной» циркуляции бурового раствора при равновесном бурении.....</b>	<b>44</b>
<i>Галицин И.В., Анашкина А.Е.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
<b>Возникновения осевых нагрузок и расчет обсадных колонн на смятие.....</b>	<b>47</b>
<i>Герасимов Д.С., Рожкова О.В., Овчинников В.П.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
<b>О вопросе переоснащения партий инженерно-телеметрических служб программным обеспечением .....</b>	<b>50</b>
<i>Гусев А.О., Данилов Д., Анашкина А.Е.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
<b>Арктический вектор Российско-Вьетнамского сотрудничества .....</b>	<b>52</b>
<i>Зенченко В.С, Хюинь Фам Конг Тхань, Колева Г.Ю.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
<b>Особенности разработки нефтяных месторождений Арктической зоны (на примере Русского и группы Мессояхских месторождений).....</b>	<b>55</b>
<i>Зенченко В.С., Степанчук К.О., Ярков Г.С., Колева Г.Ю.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
<b>Инновационное шарошечное долото.....</b>	<b>58</b>
<i>Игнатьев С.А., Некрасов Р.Ю.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
<b>Вероятностный подход как инструмент выявления зон остаточных запасов нефти .....</b>	<b>60</b>
<i>Кондратьев М.А., Азаров Е.С.</i>	
Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени, г. Тюмень	
<b>Оборудование нагнетательной скважины для одновременной добычи термальных вод и закачки их в пласт с трудноизвлекаемой нефтью .....</b>	<b>63</b>
<i>Леонтьев Д.С., Голозубенко Е.С., Семенов А.Ф.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
<b>Факторы, влияющие на работоспособность винтовых забойных двигателей NOV .....</b>	<b>65</b>
<i>Мельничук О.Н., Анашкина А.Е.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
<b>Новый подход к уточнению геологического строения залежи .....</b>	<b>68</b>
<i>Мусаев М.Н.</i>	
АО «Самотлорнефтегаз», г. Нижневартовск	
<b>Подбор геолого-технических мероприятий для нагнетательных скважин с учетом образования трещин авторазрыва.....</b>	<b>71</b>
<i>Остапчук Д.А., Грачев С.И., Синцов И.А.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	

<b>Анализ ингибирующих свойств растворов «Мегабур» .....</b>	<b>73</b>
<i>Паршукова Л.А.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
<b>Разработка тампонажных растворов с повышенными адгезионными характеристиками для цементирования газовых скважин .....</b>	<b>76</b>
<i>Попова Ж.С.<sup>1</sup>, Щербич Н.Е.<sup>1</sup>, Стрельцов Д.В.<sup>2</sup>, Хашиев И.А.<sup>3</sup></i>	
<sup>1</sup> Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, <sup>2</sup> ЗАО «Ермаковское предприятие по ремонту скважин», г. Нижневартовск, <sup>3</sup> АО «Газпромнефть», г. Ноябрьск	
<b>К проблеме освоения нефтегазовых проявлений на суше и море .....</b>	<b>78</b>
<i>Рожкова О.В., Рожков С.Ю., Овчинников В.П.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
<b>Материалы для приготовления высокотемпературных тампонажных композиций .....</b>	<b>80</b>
<i>Рожкова О.В., Герасимов Д.С., Овчинников В.П.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
<b>К расчету среднего удельного веса пластовых флюидов во вскрытом разрезе при открытом фонтанировании.....</b>	<b>83</b>
<i>Рябцев Е.А., Каюгин А.А.</i>	
Тюменское отделение «СургутНИПИнефть», г. Тюмень	
<b>Комплексный анализ разработки на примере одного из объектов месторождений Западной Сибири .....</b>	<b>85</b>
<i>Семенов С.В.</i>	
Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени, г. Тюмень	
<b>Формирование оптимального варианта разработки в условиях геологической неопределенности объекта с применением вероятностного подхода на примере северной части объекта БВ7 Южно-Выинтойского месторождения.....</b>	<b>88</b>
<i>Сенцов А.Ю., Полякова Н.С.</i>	
Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени, г. Тюмень	
<b>Моделирование состава пластовой воды для организации исследований по химическому заводнению .....</b>	<b>91</b>
<i>Турнаева Е.А.<sup>1</sup>, Третьяков Н.Ю.<sup>2</sup>, Паничева Л.П.<sup>2</sup>, Адаховский Д.С.<sup>2</sup>, Сидоровская Е.А.<sup>2</sup></i>	
<sup>1</sup> Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, <sup>2</sup> Тюменский государственный университет, г. Тюмень	
<b>Исследование осложнений в работе штанговой насосной установки при одновременно-раздельной эксплуатации .....</b>	<b>94</b>
<i>Уразаков К.Р., Белов А.Е., Бикбулатова Г.И.</i>	
Альметьевский государственный нефтяной институт, г. Альметьевск	
<b>Модернизация конструкции ограничителя противоположного датчика с целью повышения эффективности работы скважин, оборудованных установками электроцентробежных насосов. Технология добычи нефти и газа .....</b>	<b>97</b>
<i>Фокин В.А.</i>	
АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз», г. Ноябрьск	
<b>Механические уплотнения повышенной герметичности погружных поршневых насосов.....</b>	<b>98</b>
<i>Шулин В.С., Валитов М.З.</i>	
Альметьевский государственный нефтяной институт, г. Альметьевск	
<b>СЕКЦИЯ «Строительство и обустройство нефтегазопромыслов».....</b>	<b>102</b>
<b>Современные технические решения в местах со слабым грунтом для фундаментов малоэтажных зданий .....</b>	<b>102</b>
<i>Бай В.Ф., Рабиев К.Р.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	

<b>Специальный грейферный механизм для разработки прочных грунтов .....</b>	<b>104</b>
<i>Балака М.Н., Мищук Д.А., Ходневич Н.Н.</i>	
Киевский национальный университет строительства и архитектуры, г. Киев, Украина	
<b>Варианты бесперебойного энергообеспечения Арктической зоны Российской Федерации.....</b>	<b>106</b>
<i>Бачинин Д.Ф., Колева Г.Ю.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
<b>Этапы формирования и внедрения проектного офиса в строительную организацию .....</b>	<b>109</b>
<i>Гусарова М.С.<sup>1</sup>, Матыс Е.Г.<sup>1</sup>, Некрасова И.Ю.<sup>1</sup>, Гусаров Д.С.<sup>2</sup></i>	
<sup>1</sup> Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, <sup>2</sup> Санкт-Петербургский государственный университет, г. Санкт-Петербург,	
<b>Сопоставление характеристик работы системы «ГЕТ», заправленной аммиаком и диоксидом углерода .....</b>	<b>112</b>
<i>Ишков А.А.<sup>1,2</sup>, Аникин Г.В.<sup>1</sup></i>	
<sup>1</sup> Институт криосферы Земли Тюменского научного центра СО РАН, г. Тюмень, <sup>2</sup> Филиал ООО «Лукойл-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени, г. Тюмень	
<b>Комплекс мероприятий по модернизации нефтегазотранспортной системы Новогоднего месторождения.....</b>	<b>115</b>
<i>Лазарев К.А.</i>	
АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз», г. Ноябрьск	
<b>Комплекс мероприятий по модернизации ЦПС Вынгапуровского месторождения. ....</b>	<b>117</b>
<i>Лазарев К.А.</i>	
АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз», г. Ноябрьск	
<b>Применение эжекторов в обвязке кустовых площадок с целью повышения эффективности работы скважин, оборудованных установками электроцентробежных насосов на Вынгапуровском месторождении. Технология добычи нефти и газа .....</b>	<b>120</b>
<i>Лазарев К.А., Фокин В.А.</i>	
АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз», г. Ноябрьск	
<b>СЕКЦИЯ «Информационные технологии в нефтегазовой отрасли и геологии».....</b>	<b>124</b>
<b>Автоматизированные системы управления магистрального нефтепровода.....</b>	<b>124</b>
<i>Артёмов А.Ю., Калимуллина Д.С., Сыч К.М., Квасов И.Н.</i>	
Омский государственный технический университет, г. Омск	
<b>К задаче районирования при поиске и разведке полезных ископаемых .....</b>	<b>126</b>
<i>Балуева А.Э., Чевычелова А.Г., Шевченко Н.Г.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
<b>Внутритрубное диагностирование трубопроводов коммунального назначения методом акустического резонанса .....</b>	<b>129</b>
<i>Калимуллина Д.С., Сыч К.М., Артёмов А.Ю., Титенко В.В.</i>	
Омский государственный технический университет, г. Омск	
<b>Определение действительного пластового давления для расчета УЭЦН .....</b>	<b>131</b>
<i>Набиуллин А.Ш.</i>	
АО «Самотлорнефтегаз», г. Нижневартовск	
<b>Термодинамические характеристики свободных тепловых газовых вихрей.....</b>	<b>134</b>
<i>Обухов А.Г.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	

<b>Основные принципы моделирования технологических процессов промышленной подготовки, первичной переработки углеводородного сырья.....</b>	<b>137</b>
<i>Рычков Д.А., Мозырев А.Г., Воропаева А.Ю.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
<b>Информационные технологии в нефтегазовой отрасли.....</b>	<b>141</b>
<i>Сыч К.М., Артёмов А.Ю., Калимуллина Д.С., Квасов И.Н.</i>	
Омский государственный технический университет, г. Омск	
<b>Оценка надежности системы мониторинга поверхности нефтегазового объекта</b>	<b>143</b>
<i>Чащина К.А., Лаптева У.В.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень.	
<b>Компьютерное моделирование химико-технологических процессов в подготовке инженерных кадров .....</b>	<b>146</b>
<i>Яковлев Н.С., Мозырев А.Г.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
<b>СЕКЦИЯ «Техносферная безопасность в нефтегазодобывающей отрасли» .....</b>	<b>148</b>
<b>К вопросу использования особо охраняемых природных территорий в Ханты-Мансийском автономном округе - Югре.....</b>	<b>148</b>
<i>Богданова О.В., Кряхтунов А.В.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
<b>Способы утилизации отходов бурения с применением экологически безопасных материалов .....</b>	<b>151</b>
<i>Гаевая Е.В., Тарасова С.С.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
<b>Система анализа и корректировки производственного риска на предприятии ООО «РН-Уватнефтегаз».....</b>	<b>153</b>
<i>Калинина Б.С.</i>	
ООО «РН-Уватнефтегаз» г. Тюмень	
<b>Орнитологические исследования в районах портов мангистауской области .....</b>	<b>155</b>
<i>Кенжетаяев Г.Ж.<sup>1</sup>, Пермяков В.Н.<sup>2</sup>, Койбакова С.Е.<sup>1</sup>, Сырлыбеккызы С.<sup>1</sup></i>	
<sup>1</sup> Каспийский государственный университет технологий и инжиниринга им. Ш. Есенова, г. Актау, Казахстан, <sup>2</sup> Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
<b>Аварийность на опасном производственном объекте.....</b>	<b>158</b>
<i>Кучко К.Г., Монахова З.Н.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
<b>Поскальзывания, спотыкания и падения как опасные факторы производственного травматизма .....</b>	<b>160</b>
<i>Неупокоева Т.В., Бутченко О.О.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
<b>Безопасность эксплуатации установке предварительного сброса воды Протозановского месторождения.....</b>	<b>161</b>
<i>Олейник П.В., Сивков Ю.В.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
<b>Причины и факторы возникновения пожара на установке предварительного сброса воды Протозановского месторождения.....</b>	<b>163</b>
<i>Олейник П.В., Сивков Ю.В.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
<b>Анализ опасности метилмеркаптана .....</b>	<b>166</b>
<i>Омельчук М.В., Короткова Ю.С., Воронцова Е.А.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	

<b>Вопросы экологической безопасности в нефтегазовой отрасли</b> .....	168
<i>Ударцева О.В.<sup>1</sup>, Скипин Л.Н.<sup>2</sup>, Гальцев С.А.<sup>3</sup></i>	
<sup>1,2</sup> Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, <sup>3</sup> Иркутский национальный исследовательский технический университет, г. Иркутск	
<b>СЕКЦИЯ «Современные материалы, конструкции и технологии»</b> .....	171
<b>Влияние скорости нагрева твердого аморфного конденсата на температуру фазового перехода.</b> .....	171
<i>Ахтямов Р.М., Овчинников В.П.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
<b>Производство низших олефинов в нефтегазохимии</b> .....	173
<i>Бекбасов Т.Ж., Таранова Л.В.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
<b>Сырьевая база процесса пиролиза</b> .....	174
<i>Бекбасова Е.Ю., Мозырев А.Г.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
<b>Энергосберегающие подходы в процессах газофракционирования</b> .....	175
<i>Богодухова О.В., Таранова Л.В.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
<b>Влияние растворяющей способности среды на содержание смолисто-асфальтовых веществ в условиях паротеплового процесса с использованием растворителя</b> .....	178
<i>Валиева А.А., Зайдуллин И.М., Носова А.А., Лахова А.И., Петров С.М.</i>	
Казанский национальный исследовательский технологический университет, г. Казань	
<b>Доочистка поверхностных сточных вод сорбентами на природной основе с промышленных площадок нефтепромыслов</b> .....	180
<i>Вялкова Е.И., Малышкина Е.С., Фугаева А.М.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
<b>Утилизация факельных газов струйно-компрессорной установкой</b> .....	183
<i>Жданович М.Ф., Фокин А.Е.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
<b>Изучение зарубежных жирных спиртов и депрессорных присадок в качестве активаторов процесса депарафинизации дизельного топлива в электрическом поле</b> .....	185
<i>Жидкова С.В., Агаев В.Г., Яковлев Н.С.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
<b>Перспективы применения вентильного привода для процесса перекачки нефти на ЦППН Ватьегнаского месторождения</b> .....	187
<i>Землянский Е.О., Быковский И.А.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
<b>Развитие технологий транспортного обслуживания нефтегазодобывающей отрасли</b> .....	190
<i>Ишкина Е.Г.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
<b>Анализ грунтов с точки зрения рельефа и оценка трудности возведения на них мобильных зданий и сооружений</b> .....	191
<i>Кобяков В.А., Ключин А.А.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
<b>Трансформируемые искусственные основания для мобильных зданий и сооружений</b> .....	193
<i>Кобяков В.А., Ключин А.А.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	



<b>Поведение электросажженных покрытий в коррозионной среде месторождений Западной Сибири.....</b>	<b>195</b>
<i>Ковенский И.М., Кулемина А.А.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
<b>Получение компонентов восков с повышенным содержанием n-алканов C20 – 24 фракционированием пищевого парафина П-2.....</b>	<b>197</b>
<i>Майорова О.О.<sup>1</sup>, Гултыяев С.В.<sup>2</sup>, Агаев С.Г.<sup>1</sup>, Байда А.А.<sup>1</sup>, Соколова О.В.<sup>2</sup></i>	
<sup>1</sup> Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, <sup>2</sup> ПАО «Сургутнефтегаз», ТО «СургутНИПИнефть», г. Тюмень	
<b>Применение открытого цикла Ренкина для рекуперации тепловых потерь мобильной компрессорной установки .....</b>	<b>199</b>
<i>Медкова Э.Ю.</i>	
Омский государственный технический университет, г. Омск	
<b>Методы противокоррозионной защиты трубопроводов и оборудования на объектах подготовки нефти.....</b>	<b>201</b>
<i>Растатурова Д.С., Таранова Л.В.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
<b>Технология обезвоживания и обессоливания нефти методом промывки сточной водой .....</b>	<b>203</b>
<i>Скворцова Е.Н., Калинин М.А.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
<b>Деактивация каталитической системы суспензионной полимеризации полиэтилена.....</b>	<b>206</b>
<i>Гыриков Д.В., Таранова Л.В.</i>	
Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия	
<b>СЕКЦИЯ «Социально-экономические проблемы освоения регионов со сложными климатическими условиям» .....</b>	<b>208</b>
<b>Повышение эффективности операционной деятельности предприятий топливно-энергетического комплекса путем внедрения программы мотивации исполнителей работ .....</b>	<b>208</b>
<i>Балантаев А.А.<sup>1,2</sup></i>	
<sup>1</sup> ПАО «НК «Роснефть», г. Тюмень, <sup>2</sup> АО «Самотлорнефтегаз», г. Нижневартовск	
<b>Практика внедрения системы грейдов на сервисном предприятии.....</b>	<b>210</b>
<i>Биккулова В.Р., Родина В.Н.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
<b>Государственная политика Российской Федерации в арктическом регионе .....</b>	<b>213</b>
<i>Жулева М.С.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
<b>Экономико – правовой статус хозяйствующего субъекта в сфере недропользования .....</b>	<b>216</b>
<i>Изюмов И.В.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
<b>Инновационный подход к анализу и прогнозу затрат и результатов нефтегазового комплекса РФ.....</b>	<b>219</b>
<i>Килин П.М.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
<b>Повышение эффективности организации и безопасности труда работников нефтетранспортного предприятия.....</b>	<b>222</b>
<i>Кольшиницина Ж.В., Глухова М.Г.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	

<b>Кадровые проблемы сибирской геологии до «эпохи великих геологических открытий».....</b>	<b>225</b>
<i>Комгорт М.В.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
<b>Взаимодействие топливно-энергетических компаний с региональными политическими элитами (на примере ПАО «Газпром Нефть» и Правительства ХМАО – Югры) .....</b>	<b>227</b>
<i>Коришунов М.Н., Шестаков С.А.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
<b>Территориальная адаптация социальной инфраструктуры в местностях с особыми климатическими условиями .....</b>	<b>230</b>
<i>Мальцева Л.Ю.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
<b>Технико-экономическое обоснование проекта строительства общежития вахтового поселка .....</b>	<b>233</b>
<i>Матыс Е.Г, Некрасова И.Ю., Меллер Н.В., Дегтярева К.Ю.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
<b>Основные трудности при доставке счетчиков расхода газа в регионы со сложными климатическими условиями .....</b>	<b>235</b>
<i>Остапенко М.С., Попова М.А.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
<b>Новый подход к системе оплаты труда на промышленно-торговом предприятии. ....</b>	<b>238</b>
<i>Родина В.Н., Кириллова Е.В.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень.	
<b>Социальные конфликты и их регулирование в процессе освоения циркумполярного региона.....</b>	<b>240</b>
<i>Ткачева Н.А., Плюхина О.Е.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
<b>Моделирование формирования рыночной инфраструктуры в труднодоступных нефтегазоносных районах.....</b>	<b>243</b>
<i>Шабатура Л.Н., Гаджиев М.Д.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
<b>Освоение углеводородных ресурсов полуострова Ямал в современных условиях .....</b>	<b>247</b>
<i>Щипанов П.А., Шубина А.В., Колева Г.Ю.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	

## **СЕКЦИЯ «Геология, гидрогеология и геокриология»**

### **Сейсмогеологическая модель палеозойско-мезозойских отложений Белоостровского, Скуратовского и Нярмейского лицензионных участков акватории Карского моря по данным сейсморазведки 3D**

*Бородкин В.Н.<sup>1</sup>, Курчиков А.Р.<sup>2</sup>, Лукашов А.В.<sup>3</sup>, Недосекин А.С.<sup>3</sup>,  
Смирнов О.А.<sup>3</sup>*

<sup>1</sup>*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень,*

<sup>2</sup>*Западно-Сибирский филиал Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук, г. Тюмень,*

<sup>3</sup>*ООО «ИНГЕОСЕРВИС», г. Тюмень*

Район исследований приурочен к восточной части акватории Карского моря. В тектоническом отношении расположен в пределах Южно-Карской синеклизы, с точки зрения нефтегазоносности находится в пределах Южно-Карской нефтегазоносной области (НГО). В разрезе НГО выделяются палеозойский, триасовый, нижне-среднеюрский, верхнеюрский, ачимовский, неокомский и апт-альб-сеноманский субрегиональные нефтегазоносные комплексы (НГК).

По каждому НГК на базе сейсморазведки 3D представлены сейсмогеологические модели, выделены перспективные объекты, намечен оптимальный объем геологоразведочных работ (ГРР).

Палеозойский НГК характеризуется накоплением мощных терригенных и карбонатных осадочных образований. С кровлей комплекса связан отражающий горизонт А (ОГА), строение полифациально и гетерогенно.

Многие исследователи, занимающиеся изучением доюрского комплекса, считают, что наибольший поисковый интерес представляют контрастно выраженные в палеорельефе выступы с развитыми на них корами выветривания.

На площади исследований выделено три прогнозных ловушки углеводородов (УВ) в пределах Скуратовского и Северо-Скуратовского локальных поднятий (Л.П.) суммарной площадью 118,6 км<sup>2</sup>.

Триасовый НГК характеризуется рифтогенезом и интенсивной вулканической деятельностью. Комплекс ограничен в подошве ОГА, а в кровле-ОГ1а. По динамической характеристике волнового поля в нижней части перекрывающей толщи ОГА-1а выявлены высокоамплитудные зоны, локализующиеся на склонах выступа и вклинивающиеся по направлению к сводовым частям палеорельефа. Суммарная площадь оконтуренных аномалий составляет 823,3 км<sup>2</sup>.

Нижне-среднеюрский НГК формировался в субконтинентальных и прибрежно-морских условиях седиментации [1]. Характеристика геологического строения и перспектив нефтегазоносности комплекса рассматривались нами ранее в пределах Ленинградского лицензионного участка (ЛУ) [2], Русановского, Невского, Обручевского и др. ЛУ [3], расположен-

ных западнее района исследований в пределах акватории Карского моря. В кровле комплекс ограничен ОГТ. В составе комплекса выделяются субрегиональные сейсмические горизонты группы Т, позволяющие разделить его на подкомплексы. Нижнеюрский подкомплекс в кровле ограничен ОГТ<sub>4</sub>, в подошве ОТ1а. По структурному фактору оконтурены две ловушки УВ, приуроченных к Скуратовскому и Северо-Скуратовскому Л.П. На выделенном сейсмическом разрезе и на карте относительного акустического импеданса в центральной части Нярмейского ЛУ наблюдается инверсионная кольцевая структура (ИКС), а в северо-волосной части участка выделяется аллювальная врезная долина.

По структурному фактору выделена серия структурных ловушек УВ.

Среднеюрский подкомплекс в кровле ограничен ОГТ, в подошве ОГТ<sub>2</sub>. Основные перспективы нефтегазоносности подкомплекса связаны с кровлей, с отложениями малышевской свиты (плиты Ю<sub>2-4</sub>). По структурному фактору оконтурена серия структурных ловушек УВ, приуроченных к Нярмейскому, Скуратовскому и Северо-Скуратовскому Л.П.

Верхнеюрский НГК выделен между ОГТ и Б и связан с трансгрессивной фазой седиментации. Тем не менее, предполагается [1], что в пределах района исследований в песчаных фациях возможно развитие отложений нурминской свиты, выделенной Н.Х. Кулахметовым и др. [4] в 1994 году.

Меловой региональный НГК включает относительно глубоководные клиноформные образования ачимосвкого НГК [5], прибрежно-мелководные отложения неокомского НГК [6] и преимущественно континентальные отложения апт-альб-сеноманского НГК.

В опубликованной работе [7] было установлено замыкание неокомского седиментационного бассейна (готерив-раннеаптский век) в акватории Карского моря, которое ранее было подтверждено по результатам литолого-фациальных исследований.

В разрезе клиноформной составляющей мелового комплекса (ахская свита) прослежены горизонты – В<sub>3</sub><sup>1</sup>, В<sub>3</sub><sup>2</sup>, В<sub>3</sub><sup>3</sup> и В<sub>4</sub>.

Перспективные объекты в интервале ОГВ<sub>1</sub>-М нижней части танопчинской свиты (неоком), связаны с ловушками структурного типа.

Апт-альб-сеноманский НГК представлен отложениями верхней части танопчинской (ОГМ-М<sup>1</sup>), яронгской (ОГМ<sup>1</sup>-Г<sub>2</sub>) и марресалинской (ОГГ<sub>2</sub>-Г) свит.

В составе яронской свиты выделяются пласты ХМ<sub>6-7</sub> и ХМ<sub>8-9</sub>, продуктивность которых установлена на Ленинградском ЛУ [2]. Данный интервал характеризуется динамически хорошо выраженными аномалиями сейсмической записи типа «яркое пятно», с учетом структурного фактора в районе Скуратовского и Нярмейского Л.П., в контуре данных аномалий закартировано две ловушки УВ структурного типа.

В разрезе марресалинской свиты (платы группы ПК), ее кровле, в центральной части Нярмейского ЛУ наблюдаются аномалии типа залежь, с характерной субгоризонтальной границей газо-водяного контакта.

По результатам выполненных исследований рекомендуется бурение трех поисковых скважин с целью вскрытия максимальной высоты прогнозируемой массивной залежи пласта ПК<sub>1-2</sub>, а также оценки перспективных объектов в пластах ХМ<sub>6-7</sub>, ХМ<sub>8-9</sub> и пластах ТП<sub>1</sub>-ТП<sub>18</sub>.

#### Библиографический список

1. Курчиков, А. Р. Характеристика геологического строения и нефтегазоносности юрского нефтегазоносного комплекса Западной Сибири / А. Р. Курчиков, В. Н. Бородкин. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2015. – 140 с.
2. Бородкин, В. Н. Оценка перспектив нефтегазоносности Ленинградского лицензионного участка акватории Карского моря на базе сейсморазведки 3Д / В. Н. Бородкин [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2018. – №4. – С. 4-19.
3. Бородкин, В. Н. Оценка перспектив нефтегазоносности юрско-меловых отложений Южно-Карского региона по данным площадных сейсморазведочных работ 2Д / В. Н. Бородкин [и др.] // Геология нефти и газа. – 2018. – №2. – С. 55-64.
4. Кулахметов, Н. Х. Литолого-фациальное районирование верхней юры севера Западной Сибири как основы оценки перспектив нефтегазоносности / Н. Х. Кулахметов [и др.] // Геология оценки нефтегазового потенциала Западной Сибири. – М.: Наука, 1994. – С. 39-73.
5. Бородкин, В. Н. Характеристика геологического строения и нефтегазоносности ачимовского нефтегазоносного комплекса Западной Сибири / В. Н. Бородкин, А. Р. Курчиков – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2015. – 300 с.
6. Курчиков, А. Р. Характеристика геологического строения и нефтегазоносности неокомского нефтегазоносного комплекса Западной Сибири / А. Р. Курчиков, В. Н. Бородкин. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2016. – 201 с.
7. Бородкин, В. Н. Уточнение границ сейсмофациальных комплексов неокома в пределах акватории Карского моря / В. Н. Бородкин [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2015 – №11. – С. 14-24.

#### Проникновение льда в мелкопористых средах

*Ишкова З.А.<sup>1</sup>, Колунин В.С.<sup>1,2</sup>*

<sup>1</sup>*Институт криосферы Земли Тюменского научного центра СО РАН,  
г. Тюмень,*

<sup>2</sup>*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

#### Введение

При сезонном промерзании верхних, влажных слоев пород происходит их деформация, обусловленная увеличением объема и неравномерным поднятием поверхности вследствие замерзания воды и образования вклю-

чений льда. Грунты, подверженные пучению принято называть пучинистыми, а процессы деформации пород – морозным пучением.

Одним из основных условий обеспечения устойчивости, эксплуатационной пригодности и долговечности сооружений, возводимых в районах сезонного промерзания грунтов, является необходимость учета и предупреждения воздействий промерзающих морозоопасных грунтов на фундаменты и конструкции зданий и сооружений, что сопряжено с оценкой деформаций и сил морозного пучения [1].

Установление закономерностей тепломассообменных процессов в промерзающих грунтах является важной проблемой в научной и практической деятельности. В области отрицательных температур есть ледовая составляющая и вода, их взаимодействие может привести к образованию морозного пучения. В этой связи изучение особенностей капиллярных свойств льда и его распространения в пористых средах с жестким каркасом является важным этапом при построении физически обоснованной теории криогенного текстурообразования промерзающих грунтов.

На основе теоретических и практических разработок предложен новый метод «начала кристаллизации» воды для определения максимального размера сквозных каналов пористых материалов по температуре проникновения льда через них. Метод «начала кристаллизации» в пористых образцах применяется при изучении структуры пористых систем. Данные полученные в ходе экспериментов могут быть применены при физическом моделировании морозного пучения.

Методика эксперимента и описание установки

Объектами исследований служили керамические цилиндры диаметром ~30 мм и толщиной ~4-6 мм [2].

На подготовительном этапе происходила изготовление и подготовка образцов к эксперименту.

Далее проводились эксперименты по методу «начала кристаллизации» воды. Водонасыщенный образец размещался в цилиндрической ячейке, заполненной водой, и делил ее на две половины. Ячейка помещалась в термостат при отрицательной температуре вблизи 0 °С. После внесения затравки льда в одну из половин ячейки вода в ней замерзает. Во второй половине вода остается в переохлажденном состоянии. Температура термостата медленно понижается до тех пор, пока лед не проникает в емкость с метастабильной водой. Повышение температуры экспериментальной ячейки вследствие кристаллизации воды регистрируется термопарой. Температура, при которой лед проникает через образец керамики и вызывает кристаллизацию воды во втором объеме, называется температурой начала кристаллизации.

В завершение эксперимента испытательный блок извлекается из термостата и помещается в емкость с водой до полного плавления льда при комнатной температуре.

Проведение эксперимента по методу определения «точки пузырька». Ячейка помещается в установку по определению максимального размера сквозного канала по методу точки пузырька [3]. В верхнюю часть ячейки наливается дистиллированная вода комнатной температурой. Затем начинается плавная подача давления и продолжается до тех пор, пока на поверхности образца не появятся пузырьки, первые из которых можно отследить через микроскоп. Показания давления регистрируются с помощью манометров.

#### Анализ результатов

Для каждого образца определены давления точки пузырька и температура проникновения льда, что соответствует определенной точке на графике (рис. 1).

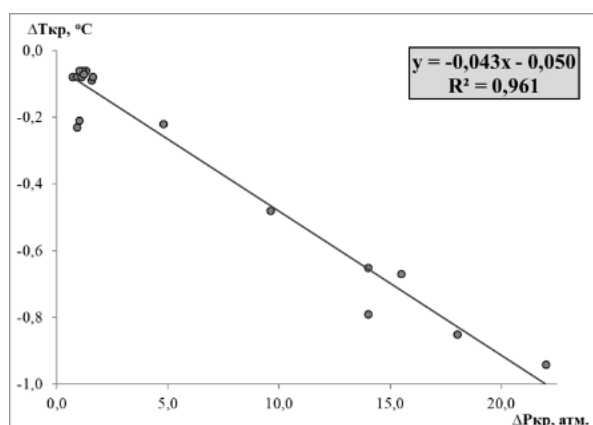


Рисунок 1. Корреляционная зависимость давления точки пузырька ( $\Delta P_{кр}$ ) от температуры проникновения льда через образец ( $T_{кр}$ ) различных образцов керамики

По экспериментальным данным найдена линейная корреляционная зависимость. Также эксперименты проводились повторно и показали хорошую воспроизводимость.

Был найден коэффициент поверхностного натяжения «лед-вода», равный  $0,039 \text{ Дж/м}^2$ , что согласно известным литературным данным [4], находится в допустимых пределах.

Полученные результаты позволяют использовать разработанный метод для проведения экспериментов с реальными образцами дисперсных грунтов, подверженных сезонному оттаиванию и промерзанию. В настоящее время проводятся эксперименты с образцами песка и глины естественного сложения.

#### Выводы

Разработан новый метод для исследования структуры порового пространства, т. е. измерения максимального размера сквозных пор. Проведены эксперименты с керамическими образцами и определены размеры максимальных сквозных пор данным методом и методом «точки пузырька».

Предложенный метод определения температуры проникновения льда через образец керамики имеет высокую степень корреляции с методом точки пузырька.

Показано, что при размерах сквозных пор менее 0.1 мкм в методе «точки пузырька» требуются высокие давления газа, что может приводить к механическому повреждению фильтра. В то время, как в методе «начала кристаллизации» образец находится при атмосферном давлении, что позволяет проводить измерения сквозных пор в нанометровом диапазоне.

Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ (проект 18-38-00583 мол\_а) «Определение максимального размера сквозных пор в образцах с жестким каркасом и микропористых материалах методами «точки пузырька» и «начала кристаллизации воды».

#### Библиографический список

1. Рекомендации по учету и предупреждению деформаций и сил морозного пучения грунтов. – Москва: Стройиздат, 1986. – 72 с.

2. Колунин, В. С. Метод определения максимального размера сквозных пор керамики по температуре начала кристаллизации воды / В. С. Колунин, З. А. Ишкова // Приборы и техника эксперимента. – 2015. – № 6. – С. 125-128.

3. ГОСТ Р 50516-93. Мембраны полимерные. Метод определения точки пузырька плоских мембран. – Введ. 1993-03-09. – Москва: Госстандарт России, 1993. – 8 с.

4. Горелик, Я. Б. Физика и моделирование криогенных процессов в литосфере / Я. Б. Горелик, В. С. Колунин; отв. ред. В. П. Мельников – Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «ГЕО», 2002. – 317 с.

#### **Подтверждение концептуальной модели формирования аномальных разрезов баженовской свиты на примере Имилорского месторождения**

*Касаткин В.Е., Гришкевич В.Ф., Лагутина С.В., Панина Е.В., Лантей А.Г.*

*Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени, г. Тюмень*

Имилорское нефтяное месторождение находится на территории Сургутского района Ханты-Мансийского автономного округа – Югры Тюменской области, открыто в 1987 г.

В нефтегеологическом отношении месторождение расположено в Сургутском нефтегазоносном районе (НГР) Среднеобской нефтегазоносной области (НГО). Имилорское месторождение по сложности геологического строения следует считать уникальным. Нефтегазоносность месторождения установлена в продуктивных пластах клиноформных резервуаров БС<sub>10</sub> и БС<sub>11</sub>, ачимовской толщи (Ач<sub>1-6</sub>), аномального разреза баженовской свиты (ЮС<sub>0</sub>) и васюганской свиты (ЮС<sub>1</sub>). В 17 объектах выявлено 68 залежей.

Значительную часть территории (70 %) Имилорского месторождения занимают аномальные разрезы баженовской свиты (АРБС), доля запасов объекта ЮС<sub>0</sub> составляет 7 %. Поэтому в 2013 году перед началом его раз-



бурирования и построения геологической модели для подсчёта промышленных запасов нефти авторами были выполнены теоретические исследования и сформулирована геомеханическая модель процессов формирования АРБС (ГММ АРБС). Её ключевые положения в 2015 году были проверены физическим моделированием и опубликованы [1-3 и др.].

За прошедшие пять лет на Имилорском месторождении выполнена широкоазимутальная 3D-сейсмическая съёмка, пробурено более 120 эксплуатационных и девять разведочных скважин с вскрытием юрских отложений. Выполнен большой объём камеральных исследований, представлен и защищён в ГКЗ подсчёт промышленных запасов нефти.

Успешное активное разбуривание месторождения является косвенным подтверждением правильности его геологической модели и её теоретического обоснования - ГММ АРБС. Наиболее весомым прямым подтверждением оползневой природы АРБС явилось биостратиграфическое определение валанжинского ( $K_{IV}$ ) возраста тела внедрения и юрского ( $J_{3v(t)}$ ) возраста баженигов во взброшенных пластинах в скважине 412Р на Имилорском месторождении. Определение возраста пород выполнено и в скв. 401Р с ненарушенным залеганием баженовской свиты (рисунок 1) [4].

В 2018 году выполнена детальная послойная корреляция отложений баженовской свиты во всех пробуренных поисково-разведочных и эксплуатационных скважинах. В баженовской свите с ненарушенным залеганием было прослежено шесть пачек и 13 слоёв.

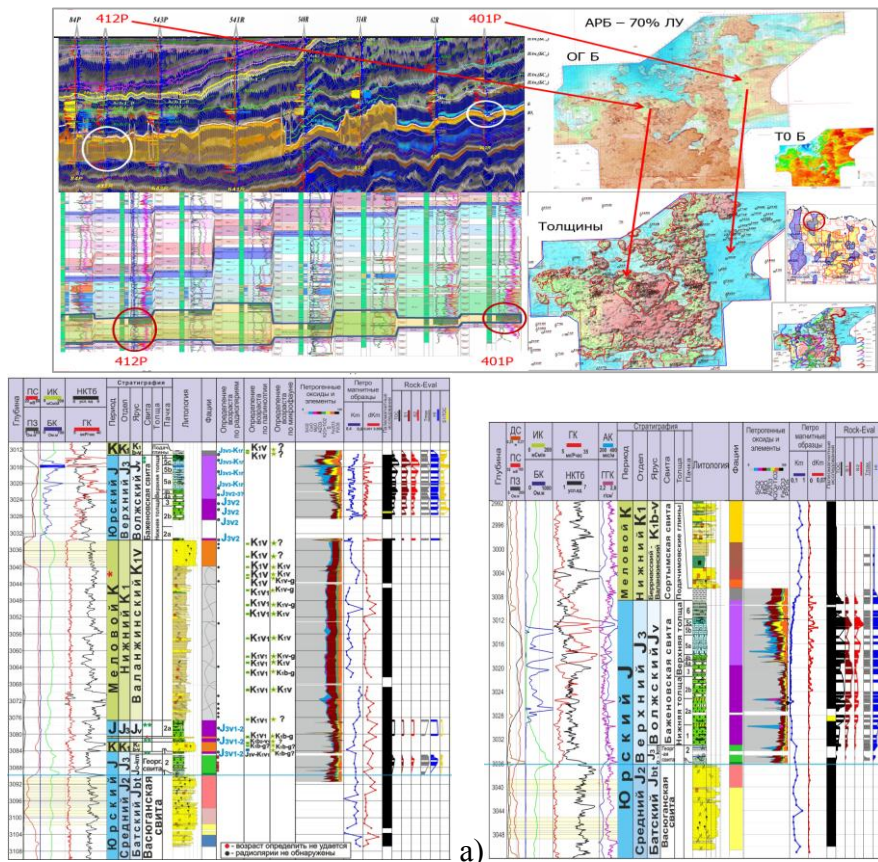


Рисунок 1. Доказательство валанжинского возраста тела внедрения АРБ  
а) скв. 412Р (АРБ); б) скв. 401Р (ненарушенное залегание бажена)

В скважинах с АРБС были прослежены отдельные прослои внутри перемещенных пластин баженигов и таким образом оценён их стратиграфический объём (рисунок 2).

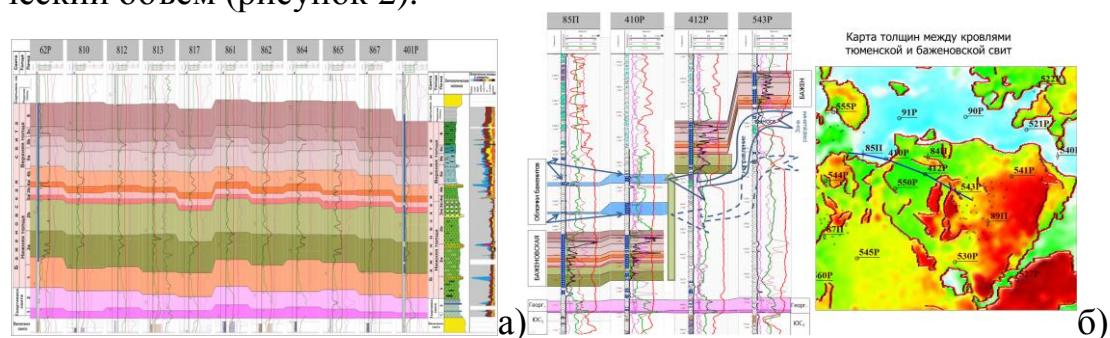


Рисунок 2. Примеры детальной корреляции баженовской свиты  
а) район ненарушенного залегания; б) АРБС с боковым разрывом пластины баженигов и вытеканием пульпы

В 2016-2017 гг. специалистами МиМГО выполнены литологические и петрофизические исследования керна Имилорского месторождения. Анализ полученных материалов показал, что на макро- и микроуровнях породы АРБС несут на себе отпечаток оползневых процессов и гидравлических разрывов пород, предсказанных ГММ АРБС. Широко известные макротекстуры типа оползневой брекчии и мягких пластических деформаций пород АРБС детально описаны и изучены и в керне Имилорского месторождения. Принципиально новые результаты получены на микроуровне при петрографическом изучении пород. Ранее нами предполагалось, что единственным активным агентом природного гидроразрыва пород при формировании АРБС являлась оползневая пульпа. Выяснилось, что в гидроразрыве могут участвовать нелигитифицированные радиоляриты (рисунок 3).

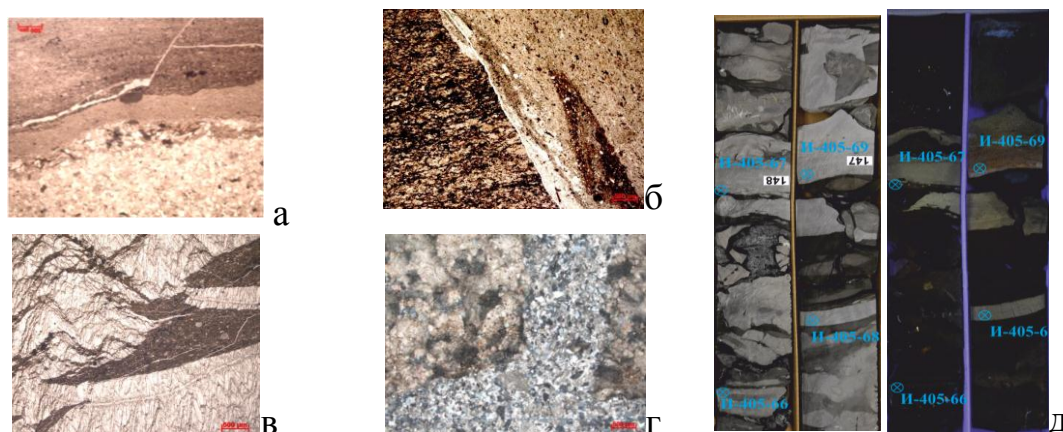


Рисунок 3. Петрографические следы гидроразрывов глинистого силицита  
а) оползневой пульпой; б) силицитизированным радиоляритом;  
в) карбонатизированным радиоляритом; г) пульпой карбонатизированного радиолярита; д) брекчия совместного гидроразрыва оползневой пульпы и карбонатизированного радиолярита

Таким образом, подтверждение теоретической геомеханической модели формирования АРБС было получено по всей доступной геолого-геофизической информации.

#### Библиографический список

1. Гришкевич, В. Ф. Геомеханика образования аномальных разрезов баженовской свиты оползневого типа / В. Ф. Гришкевич, С. В. Лагутина, Е. В. Панина // Геология морей и океанов: Мат-лы XXI Междунар. науч. конф. (Школы) по морской геологии. - М., 2015. - Т. V. – С. 76-80.

2. Геомеханическая модель формирования аномальных разрезов баженовской свиты: физическое моделирование и практическое применение / В. Ф. Гришкевич, С. В. Лагутина, Е. В. Панина [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2017. - № 3 - С. 33-47.

3. Некоторые аспекты совместного моделирования отложений ачимовской толщи и аномальных разрезов баженовской свиты / В. Ф. Гришкевич, В. Е. Касаткин, С. В. Лагутина [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2017. - № 9 - С. 27-42.

4. О следах раскола островов протобаженита на седиментационном палеосклоне / В. Ф. Гришкевич, Н. Н. Гатина, С. С. Долматова [и др.] // Литосфера. - 2017. - № 4. – С. 48-61.

#### **Гидрогеохимические условия Западно-Таркосалинского нефтегазоконденсатного месторождения**

*Лазутин Н.К., Абдрашитова Р.Н., Бешенцев В.А.*

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

Западно-Таркосалинское нефтегазоконденсатное месторождение, открытое в 1972 году и являющееся крупным, расположено в западной части Ямало-Ненецкого автономного округа в пределах Пуровского района. В соответствии с нефтегеологическим районированием Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции рассматриваемое месторождение находится в пределах Губкинского нефтегазоносного района Надым-Пурской нефтегазоносной области. Территория находится в зоне контакта Восточно-Пурпейского крупного прогиба и Верхне-Пурского крупного вала [1].

Месторождение относится к Западно-Сибирскому мегабассейну, состоящему из Кайнозойского, Мезозойского и Палеозойского гидрогеологического бассейнов [2]. Целью исследования являются воды Мезозойского гидрогеологического бассейна, которые приурочены апт-альб-сеноманскому, неокомскому, юрскому гидрогеологическим комплексам.

Апт-альб-сеноманский гидрогеологический комплекс складывается песчаниками, глинами и алевролитами [3]. Характеризуется высокой водо-

обильностью. Так при диаметре штуцера в 10,0 мм получен дебит 72,0 м<sup>3</sup>/сутки. Гидрогеохимические условия комплекса требуют дальнейшего изучения. Подробное описание химического состава исследуемых вод представлено в таблице 1. В воде данного комплекса обнаружены редкие металлы: литий, цезий, рубидий, стронций, барий, но их количественное содержание существенно ниже промышленных значений. Тип воды, согласно классификации В.А. Сулина, хлоридно-кальциевый.

Таблица 1

Гидрогеологическая характеристика гидрогеологических комплексов Западно-Таркосалинского нефтегазоконденсатного месторождения

Ед. изм.	Показатель	Апт-альб-сеноманский гидрогеологический комплекс	Неокомский гидрогеологический комплекс	Юрский гидрогеологический комплекс
ед.	pH	7.4	6.4-8.6	6.57-11.8
г/л	Минерализация	15.74-20.57	4.01-28.46	9.94-38.59
мг/л	Na <sup>+</sup> +K <sup>+</sup>	5675	1387-10611	3692-11332
	Ca <sup>2+</sup>	313	34-770	26-658.3
	Mg <sup>2+</sup>	90	н/обн-54	н/обн-44.4
	Cl <sup>-</sup>	9357	1596-16308	3971-22933
	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	н/обн	н/обн-89	н/б-889
	NO <sub>2</sub> <sup>-</sup>	н/обн	н/обн-0.07	н/обн
	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	305	134-2074	7-1244
	CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>	н/обн	н/обн-72.0	н/обн-276
	NH <sub>4</sub> <sup>+</sup>	24	1.66-22.5	45-60
	HBO <sub>2</sub> <sup>-</sup>	7.01	1.32-60.00	1-22.64
	I	9.15	0.86-14.82	0.37-4.37
	Br	32.51	6.38-63.02	2.70-78.3
	SiO <sub>2</sub> <sup>-</sup>	14.4	8-130	9-82
	F	1.24	0.4-6.0	0.3-3.5
	Sr	-	10-140	-
	Нафтенновые кислоты	н/обн	0.84-1.98	0.28-2.76
	Плотность, г/см <sup>3</sup>	1.011		1.006-1.028
Тип воды по Сулину В.А.		Хлоридно-кальциевый	Хлоридно-кальциевый, гидрокарбонатно-натриевый	Гидрокарбонатно-натриевый

Неокомский гидрогеологический комплекс состоит из переслоя глин с песчано-алевритовыми пачками [3]. Дебит изменяется в пределах от 0,79 до 40,8 м<sup>3</sup>/сутки при депрессиях от 1,91 до 17,92 МПа. Газонасыщенность составляет 1,0 – 4,3 л/л с содержанием метана до

95,28%. Редкоземельные металлы, содержащиеся в водах этого комплекса, также не принимают промышленных значений. Химическая характеристика вод представлена в таблице 1. Типы воды по Сулину В.А. хлоридно-кальциевый и гидрокарбонатно-натриевый.

Отложения Юрского комплекса разнятся в зависимости от генезиса отложений. Нижне-среднеюрские, являющиеся континентальными, сложены грубозернистыми песчаниками, серыми глинами, алевролитами и темно-серыми аргиллитами. Верхнеюрские, образованные в морских условиях, в кровле представляют собой песчаники, алевролиты и аргиллиты, а в подошве – глины [3]. Коллекторские свойства таких пород ниже, чем у вышележащих толщ неокома и альб-атп-сеномана. Максимально полученный дебит составляет 3,86 м<sup>3</sup>/сутки при динамическом уровне 1086,6 м. Химический состав вод представлен в таблице 1. По классификации В.А. Сулина вода относится к гидрокарбонатно-натриевому типу.

#### Библиографический список

1. Бешенцев, В. А. Мезозойские подземные воды Надым-Пурской нефтегазоносной области Ямало-Ненецкого нефтегазодобывающего региона / В. А. Бешенцев // Горные ведомости. – Тюмень, 2017. – № 1 (149). – С. 40-50.

2. Матусевич, В. М. Гидрогеологические бассейны Западно-Сибирской равнины / В. М. Матусевич // 27 сессия Международного геологического конгресса, тезисы. – Москва, 1984. – Т. 9, часть 2 – С. 373-374.

3. Бешенцев, В. А. Подземные воды севера Западной Сибири (в пределах Ямало-Ненецкого нефтегазодобывающего региона) / В. А. Бешенцев, Т. В. Семенова – Тюмень: ТюмГНГУ, 2015. – 224 с.

#### Уточнение геологической модели пласта ПК<sub>18</sub> Пякяхинского месторождения

*Лаптей А.Г., Касаткин В.Е., Лагутина С.В., Гришкевич В.Ф., Панина Е.В.  
Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в  
г. Тюмени, г. Тюмень*

Пякяхинское месторождение находится в Тазовском районе Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области в 60 км от п. Тазовский. Месторождение расположено в Большехетском нефтегазоносном районе Пур-Тазовской нефтегазоносной области. Продуктивными являются отложения покурской, тангаловской и сортымской свит. В эксплуатации находятся объекты ПК<sub>18</sub>, БУ<sub>15</sub><sup>1</sup>, БУ<sub>15</sub><sup>2</sup>. Западная залежь пласта ПК<sub>18</sub>, на которой ведется эксплуатационное разбуривание, детально рассмотрена в данной работе.

При уточнении геологических моделей рассмотрены происхождение, строение и особенности залегания пласта ПК<sub>18</sub>. Пласт формировался в кон-

тинентальных условиях, которые характеризуются неустойчивостью режима осадконакопления, быстрой сменой палеогеоморфологических обстановок. Отложения накапливались в условиях аллювиальных (русловые и пойменные фации), дельтовых и озеро-болотных обстановок.

Основной особенностью геологической модели пласта, представляемой до 2017 г., было наличие области глинизации, отделяющей восточную часть структуры в самостоятельное поле газоносности.

Для пласта ПК<sub>18</sub> корреляционных зависимостей между сейсмическими атрибутами и значениями эффективных толщин и значениями коэффициентов пористости установлено не было.

По результатам переобработки сеймики, перекорреляции скважин и пересмотра результатов интерпретации геофизических исследований скважин (РИГИС) создана новая геологическая модель западной залежи. Скважины 509Е и 510Е включены в западную залежь. Отсутствие области глинизации подтверждается сейсмическими разрезами кубов амплитуд и импедансов (рисунок 1).

При построении геологической модели пласта ПК<sub>18</sub> были пересмотрены корреляция разрезов скважин (в скв. 2002П и 2021П пласты, ранее выделяемые как ПК<sub>18</sub>, отнесены к пласту ПК<sub>19</sub>) и РИГИС, уточнены уровни газонефтяного и воднонефтяного контактов.

При заложении эксплуатационных скважин с 2017 года используется уточненная модель залежи. Бурение пилотной скв. 229Е и горизонтальной скв. 229Г подтвердило отсутствие предполагаемой области глинизации.

Для корректировки проектного фонда геологическая модель пласта ПК<sub>18</sub> обновляется по мере бурения новых скважин. На рисунке 2 представлена геологическая модель западной залежи, построенная с учетом новых скважин, пересмотра РИГИС, перекорреляции скважин и использования последних сейсмических данных.

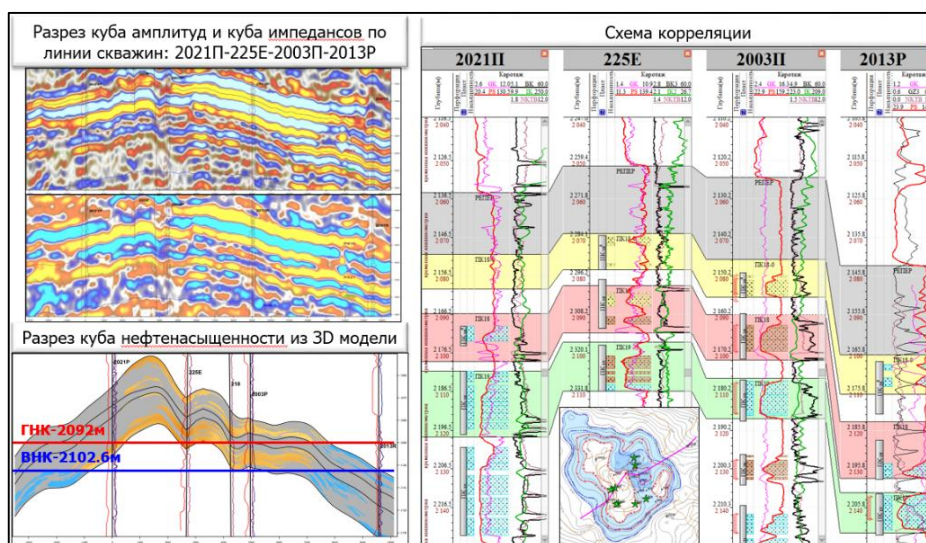


Рисунок 1. Разрез куба амплитуд и куба импедансов по линии скважин: 2021П-225Е-2003П-2013Р-2007Р

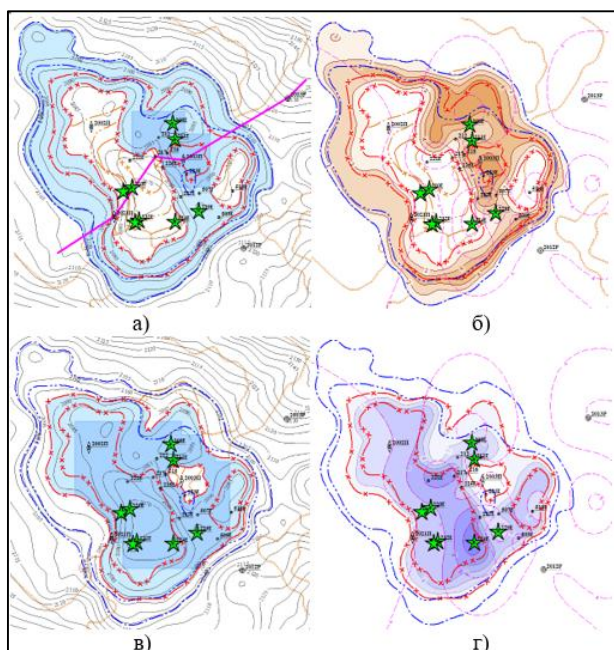


Рисунок 2. Модель пласта ПК<sub>18</sub>, построенная с учетом новых скважин а/в) планы подсчета запасов нефти/газа; б/г) карты эффективных нефте/газонасыщенных толщин

После бурения каждой скважины проводятся дифференцированные подсчеты запасов нефти и газа западной залежи пласта ПК<sub>18</sub> для дальнейшей детализации и актуализации геолого-гидродинамической модели с целью совершенствования системы разработки.

Был проведен анализ подтверждаемости геологической модели пласта ПК<sub>18</sub>, который показал, что средние отклонения от прогнозной кровли пласта составляют 4,5 м, эффективных толщин – 3,0 м, нефтенасыщенных толщин – 1,8 м (рисунок 3). Для невыдержанных пород покурской свиты подтверждаемость прогнозных данных и фактических результатов бурения является очень высокой.

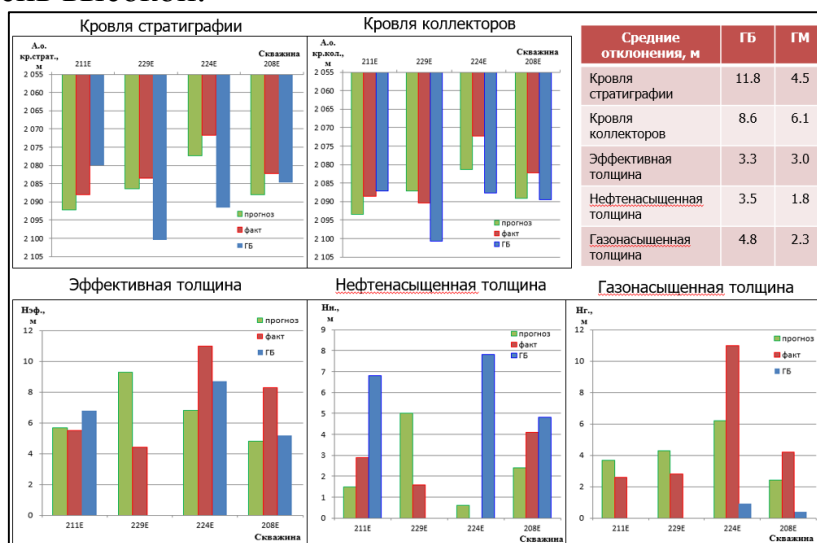


Рисунок 3. Отклонения прогнозных параметров от фактических

По уточненной геологической модели была изменена стратегия разбуривания западной залежи пласта ПК<sub>18</sub>. Осуществлен переход от бурения горизонтальных скважин к многозабойным, что обусловлено несколькими причинами: более высокой эффективностью многозабойных скважин (кратность дебитов нефти – 1,3 по сравнению с горизонтальными); низкой плотностью запасов нефти по площади, что подразумевает использование скважин со сложным заканчиванием для эффективного извлечения нефти; бурение скважин с ответвлениями позволяет сократить фонд для бурения и улучшить экономическую оценку проекта.

Уточнение геологической модели пласта ПК<sub>18</sub> и дополнительная оценка ее достоверности позволила локализовать наименее рискованные участки залежи и скорректировать стратегию бурения.

### **Особенности гидродинамического моделирования континентальных отложений на начальной стадии разработки месторождений**

*Меледин А.С., Белкина В.А.*

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень.*

Континентальные отложения (КО) характеризуются высокой степенью неопределенности геологических и гидродинамических (ГД) параметров. Низкая степень «зрелости» залежей, высокая фациальная неоднородность, трудности изучения керна неконсолидированных коллекторов вносят высокие погрешности в применяемые в моделировании параметры.

Изучаемое месторождение находится на I стадии разработки. По мере разбуривания залежи пласта верхнепокурской свиты представление о геологическом строении усложнялось: от массивной нефтяной залежи до массивной залежи с газовой шапкой (ГШ) и фациально-блоковым строением [1]. В настоящее время представление о геологическом строении продуктивного интервала пласта следующее: разрез состоит из трех циклитов. Отложения каждого циклита имеют различные пределы выдержанности, связанности и ФЕС, что обусловлено условиями формирования: циклит «А» - мелководно-морские отложения фронта дельт с активным приливно-отливным течением, циклит «В» - отложения надводной части дельтовой равнины, циклит «С» - достаточно крупный пояс меандрирования (аллювиальная равнина) [2].

КО имеют особенности, осложняющие процесс моделирования:

- Низкая связность коллектора в интервале циклита «В» (низкий уровень достоверности распространения слабопроницаемых интервалов по латерали между скважинами);
- Наличие изолированных газо- и водонасыщенных линз в нефтяной части пласта (неопределенности в насыщении, высокая вероятность прорывов);



- Наличие зон ГД связи/разобщенности между циклитами;
- Наличие активной подстилающей воды и ГШ (высокая вероятность конусообразования).

Помимо геологических параметров для построения гидродинамической модели (ГДМ) использовались следующие исходные данные:

- РVT-модель;
- Зависимости минимальной, критической водонасыщенности, критической нефтенасыщенности по воде;
- Относительные фазовые проницаемости (ОФП) в системе «вода-нефть» и «нефть-газ»;
- Зависимость коэффициента проницаемости ( $K_{пр}$ ) от эффективной пористости ( $K_p^{эф}$ );
- Измельчение сетки в районах скважин (для более точного моделирования конусообразования).

При создании ГДМ пласта принята модель Black Oil (нелетучей нефти). Свойства нефти с растворенным газом в ГДМ загружены из модели РVT в виде таблицы (плотность нефти – 0,945 г/см<sup>3</sup>, вязкость нефти – 111 сПз, газосодержание – 27,4, давление насыщения равно начальному пластовому – 78 атм). Модель является трехфазной (вода, нефть, газ), поэтому для моделирования поведения каждой фазы относительно друг друга необходимо задать ОФП в системах «нефть-вода» и «нефть-газ». Зависимости ОФП, полученные на керне пласта ПК<sub>1-3</sub>, вызывают сомнения в связи с крайне низкими значениями ОФП по воде (0,045) при остаточной нефтенасыщенности. Поэтому принято решение учесть опыт разработки месторождений-аналогов. Было найдено три месторождения-аналога при адаптации, которых кривые ОФП были значительно изменены: Kern river, Elk Hills (США), Emlichheim (Германия). По многим показателям, эти месторождения схожи, но данные ОФП по ним могут значительно различаться. Это демонстрирует трудности подбора ОФП для использования в численном моделировании. Месторождения высоковязкой нефти с доступными данными, ОФП которых получены при адаптации фильтрационной модели, имеют диапазон изменения ОФП по воде при остаточной нефти 0.092-0.58, среднее значение – 0.3. Дополнительный анализ используемых кривых ОФП по объектам российских нефтяных компаний показал, что воспроизведение истории разработки вызывает необходимость завышения ОФП по воде в модели, по сравнению с результатами лабораторных экспериментов на керне, в 5-6 раз. Поэтому при моделировании было использовано среднее значение - 0.3.

При моделировании залежи с ГШ необходимо наиболее точно описывать динамику газа, время подхода конуса газа к скважине. За это, в том числе, отвечает размерность сеточной области. В ГДМ количество выделенного растворенного газа в ячейке сетки рассчитывается по РVT-зависимостям на основе давления в данной ячейке. Чем больше ячейка, тем больше ее объем, выше расчетное давление в ней и ниже количество

выделившегося свободного газа. Объем добываемого прорывного газа зависит от площади поверхности скважины, занятой прорывным газом, то есть от геометрии конуса газа. Чем больше горизонтальные размер ячейки, тем больший объем нефти будет вытеснен до прорыва конуса газа и тем большую площадь ячейки будет занимать поток газа при его прорыве в скважину. С целью корректного воспроизведения конусов прорыва газа и воды в модели применяется локальное измельчение сетки (LGR). Обоснование параметров LGR проводилось на однородной модели по двум критериям: размеры ячейки измельчения и область необходимой детализации по вертикали и латерали. В качестве контрольного параметра оценивалась геометрия конуса через 2 года работы и характеристика вытеснения в координатах «накопленная вода - накопленная нефть». По результатам расчетов, определены оптимальные параметры измельчения: в направлении, перпендикулярном расположению скважины – 10 м, параллельном расположению скважины – 50 м, область измельчения по латерали – 50 м, по вертикали – 15 м вверх и вниз от скважины.

Инструментом настройки ГДМ КО на фактическую работу скважин при прочих неизменных параметрах служит  $K_{пр}$ . Так как  $K_{пр}$  принят по зависимости от  $K_{п}^{эф}$ , а для КО значения  $K_{пр}$  при одном и том же значении  $K_{п}^{эф}$  могут отличаться в 10-15 раз. После настройки всех скважин зависимость  $K_{п}^{эф}$  от  $K_{пр}$  уточняется и применяется в последующих моделях. Дополнительным способом настройки скважин на продуктивность является настройка вертикальной связности коллектора ключевым словом «PINCH» в виду наличия тонких глинистых пропластков не являющимися флюидоупорами.

Таким образом, создание и настройка ГДМ КО требует глубокого предварительного анализа всех входных данных. На начальных этапах разработки подобных месторождений достоверность собственных исследований может вызывать сомнения, что вынуждает использовать данные месторождений-аналогов. Поэтому необходимо проводить постоянную актуализацию ГДМ по мере получения новых данных и уточнения зависимостей при разбуривании и разработке пласта.

#### Библиографический список

1. Коваленко, И. В. Моделирование вариантов поддержания пластового давления с использованием горизонтальных нагнетательных скважин в условиях неопределенности геологических параметров залежи высоковязкой нефти пласта ПК<sub>1-3</sub> Восточно-Мессояхского месторождения / И. В. Коваленко, Н. Н. Плешанов, Е. В. Загребельный, Г. М. Немирович // Нефтяное хозяйство. – 2017. – №10. – С. 98-101.

2. Ниткалиев, И. М. Гипотезы образования многоконтактных залежей в условиях континентального генезиса отложений пласта ПК<sub>1-3</sub> Восточно-Мессояхского месторождения / И. М. Ниткалиев, Н. В. Жуйкова, А. Г. Орлов, В. С. Нартымов, И. В. Коваленко, М. Н. Николаев // Нефтяное хозяйство. – 2016. – №3. – С. 34-37.

## Влияние породообразующих соединений карбонатных коллекторов на изменение состава органического вещества в гидротермальных условиях

*Носова А.А., Валиева А.А., Лахова А.И., Шарафиева З.Ф., Петров С.М.*

*Казанский национальный исследовательский технологический университет, г. Казань*

Для развития каталитических методов преобразования органического вещества в карбонатном пласте необходимы знания о влиянии температуры и природы катализаторов на различные функциональные группы в структуре молекул смол и асфальтенов. Эти данные важны для более глубокого понимания изменений, которые происходят в смолах и асфальтенах в процессах термического и каталитического крекинга высоковязкой нефти [1]. Работа посвящена выявлению закономерностей изменения состава и реологических свойств высоковязкой нефти с участием кальцита, доломита и оксида марганца при гидротермальном воздействии каталитической активности породообразующих соединений карбонатных коллекторов минералов на состав нефти, была проведена серия модельных экспериментов со сверхтяжелой битуминозной нефтью.

В качестве объекта исследования была выбрана тяжелая высоковязкая нефть Ашальчинского месторождения Республики Татарстан. Нефть Ашальчинского месторождения являются типичными представителями высоковязких нефтей, в составе которых высокую долю занимают ароматические соединения (13,7%) и смолисто-асфальтеновые вещества (45%) [2-3]. Эксперименты с нефтью по гидротермальному воздействию проводились на лабораторной установке периодического действия в изохорно-изотермическом режиме при температурах 250 и 300°C.

Гидротермальное воздействие на высоковязкую нефть, содержащую минеральные добавки, сопровождалось изменением компонентного и элементного состава конечных продуктов (таблица 1).

Таблица 1

Результаты компонентного и элементного анализа

Состав исходной реакционной смеси	н.к.-200°C	Компонентный состав, % мас.				С+А/масла	Элементный состав, %				
		УВ	Смолы (С)		Асфальт. (А)		С	Н	S	N	Н/С
			СБ	ССБ							
<b>Исходная нефть</b>											
Нефть	9,8	57,9	19,7	11,2	11,1	0,7	80,6	12,9	2,8	0,4	1,9
Продукт опыта 1 (300°C, 20 МПа, нефть : вода (4:1), кальцит, доломит 44,4%, )											
1. Нефть, вода, кальцит, доломит	20,0	60	20,8	8,4	10,7	0,6	79,1	10,8	0,8	0,2	1,6

Продукт опыта 2 (250°C, 16 МПа, нефть: вода (4:1), кальцит, доломит 44,4%)											
2. Нефть, вода, кальцит, доломит	21,5	63,4	15,9	9,5	11,0	0,6	76,6	10,8	0,9	0,1	1,7
Продукт опыта 3 (300°C, 12 МПа, нефть: вода (4:1), кальцит, доломит 43,5%, MnO <sub>2</sub> 2,1%)											
3. Нефть, вода, кальцит, доломит, MnO <sub>2</sub>	22,2	66,8	15,6	6,5	10,9	0,5	77,3	10,4	0,9	0,2	1,6

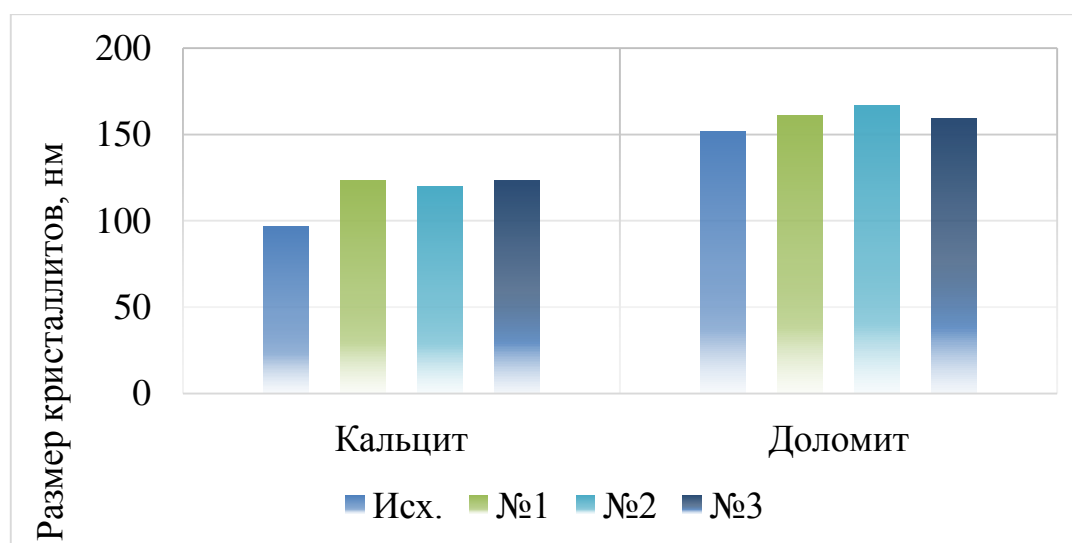


Рисунок 1. Размер кристаллитов минеральных соединений до и после гидротермального воздействия

В ходе рентгеноструктурного анализа был обнаружен рост кристаллитов кальцита и доломита в среднем на 25% и 8% соответственно, что свидетельствует о протекании процесса хемосорбции на поверхности минеральной добавки (рисунок 1). При этом параметры решеток порообразующих соединений изменяются незначительно и составляют 0,49 нм.

В результате гидротермального воздействия во всех опытах произошло увеличение ароматизации нефти (отношение Н/Р), доли кислородсодержащих соединений, содержания легких фракций относительно тяжелых и средних (по показателю F в термическом анализе), возрастание размеров микроэлементов, что говорит о протекании хемосорбции на поверхности добавок. При этом изменений в кристаллической структуре микроэлементов не произошло, что свидетельствует о том, что данные добавки проявляют каталитический эффект. Содержание асфальтенов во всех экспериментах остается практически неизменным, а содержание серы значительно снижается. Наилучшее преобразование нефти происходит в 3 опыте с использованием оксида марганца, кальцита и доломита при 300°C, 12 МПа. Здесь содержание масел увеличивается на 7% за счет деструкции смоли-

стых соединений (на 9%). Улучшение нефти также подтверждается показателями термического анализа  $F$  и  $\Delta m_1$ . По результатам газовой хроматографии, а также рассчитанных коэффициентов группового состава все нефти имеют единый генотип. Нефть Ашальчинского месторождения относится к морскому водорослевому типу органического вещества.

Работа выполнена при поддержке гранта РФФИ № 18-77-10023

#### Библиографический список

1. Получение модифицированного битума на основе вакуумного остатка высоковязкой нефти ашальчинского месторождения / Р. Ф. Сираев [и др.] // Вестник Казанского технологического университета. – 2011. – № 9. – С. 196-200
2. Перспективы тяжелых нефтей / Р. Х. Муслимов [и др.] // ЭКО. – 2012. – № 1. – С. 35–40.
3. Muraza, O. Aquathermolysis of heavy oil: A review and perspective on catalyst development / O. Muraza, A. Galadima // Fuel. – 2015. – Vol. 157. – P. 219-231

#### Создание детальных геологических моделей продуктивных резервуаров месторождения им. В.Н. Виноградова

*Панина Е.В., Касаткин В.Е., Лагутина С.В., Гришкевич В.Ф., Аржиловская Е.А.*

*Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени, г. Тюмень*

Месторождение им. В.Н. Виноградова находится в Белоярском районе Ханты-Мансийского автономного округа – Югры Тюменской области, в пределах Большого и Ольховского лицензионных участков. Сейсмическая изученность включает одну съемку МОГТ-3D, которая расположена в центральной части месторождения, остальная часть покрыта серией 2D профилей. В нефтегеологическом отношении месторождение расположено в Сергинском нефтегазоносном районе Краснотенской нефтегазоносной области.

При геологическом моделировании месторождения им. В.Н. Виноградова рассмотрен генезис и особенности геологического строения резервуаров, учтены региональные концептуальные модели строения нефтегазоносных комплексов региона [1]. Выполнена детальная корреляция продуктивных и перспективных пластов по разрезам скважин с привязкой к сейсмическим разрезам 2D и 3D съемок с выделением 12 пластов: АС<sub>1</sub>, АС<sub>2</sub>, АС<sub>3</sub>, ЮК<sub>0</sub>, ЮК<sub>1</sub>, ЮК<sub>2</sub>, ЮК<sub>3-4</sub>, ЮК<sub>5-6</sub>, ЮК<sub>7-9</sub>, ЮК<sub>10</sub>, КВ, ДЮК, из них шесть с доказанной продуктивностью: АС<sub>3</sub>, ЮК<sub>2</sub>, ЮК<sub>3-4</sub>, ЮК<sub>5-6</sub>, ЮК<sub>7-9</sub> и ЮК<sub>10</sub>. Проведен литолого-фациальный анализ [2] на основе данных керна, электрофациальных и сейсмических материалов [3], изучен доюрский комплекс, в котором выделяется залежь в районе скв. 281П и 299Р.

Выполнен пересмотр петрофизических моделей всех продуктивных и перспективных пластов месторождения. Используются результаты новых керновых исследований, проведена тщательная выбраковка лабораторных исследований, учтены данные по месторождениям-аналогам для юрских отложений и ДЮК. Для 3D геологического моделирования пласта АС<sub>3</sub> получено уравнение критической водонасыщенности  $K_v=f(K_p)$  и построена модель переходной зоны. Проанализированы разные методики интерпретации отложений баженовской свиты. Выполнена непрерывная послойная и поточечная интерпретация материалов геофизических исследований скважин (ГИС) всего фонда в интервале пластов АС<sub>1</sub>-ДЮК (забой).

Проведено построение структурного каркаса и моделей разломов, геометризация залежей, анализ и обоснование уровней водонефтяных контактов (ВНК), картирование параметров коллекторов с учетом прогнозных распределений в межскважинном пространстве. Выполнена дифференцированная оценка запасов нефти и растворенного газа по продуктивным объектам.

Для выделения и трассирования тектонических нарушений в пределах участка съемки 3D использовался комплекс различных атрибутов, всего выделено пять этажей разломов в интервалах: между ОГ А и ЮК<sub>7-9</sub>; между ОГ ЮК<sub>5-6</sub> и ЮК<sub>3-4</sub>; ОГ ЮК<sub>2</sub>; ОГ ЮК<sub>0</sub>; между ОГ АС<sub>3</sub> и Г. Некоторые из выделенных разрывных нарушений удалось проследить в горизонтальных скважинах (рисунок 1).

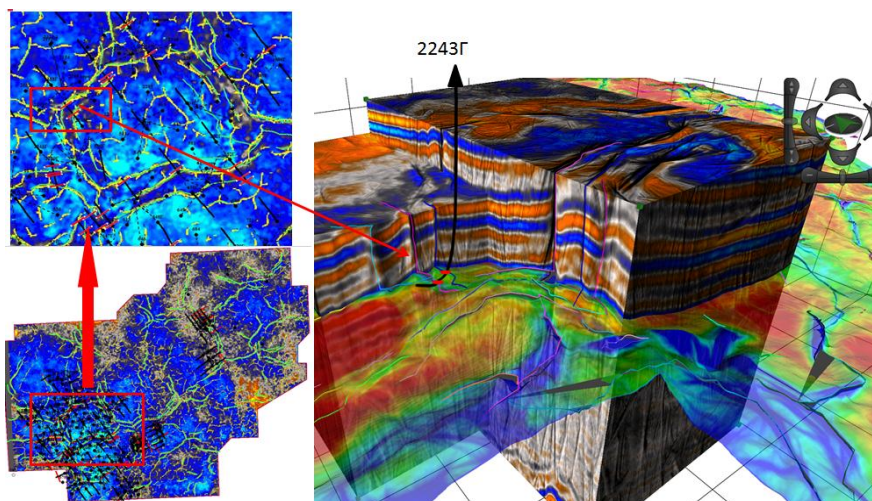


Рисунок 1. Сейсмическое обоснование тектонических нарушений [3]

Основным промышленным объектом на месторождении им. В.Н. Виноградова является пласт АС<sub>3</sub>, доля которого от общих запасов составляет 74 %. Залежь пластово-сводовая с принятым наклонным уровнем ВНК на а.о. минус 1974-1986 м (рисунок 2).

Принципиальной особенностью литолого-фациального районирования отложений пласта АС<sub>3</sub> является отсутствие ранее выделяемой зоны глинизации седиментационного склона восточнее предполагаемой бровки

палеошельфа, к востоку от которой прогнозируется возможность обнаружения коллекторов. Для обоснования отсутствия зоны глинизации седиментационного склона привлечены материалы 2D-профилей, которые позволяют утверждать, что горизонт АС<sub>3</sub> в районе месторождения им. В.Н. Виноградова параллелен ОГ М и не имеет резкого клиноформного падения и глинистых отложений на востоке. Пласт принципиально отличается от привычных пластов Среднего Приобья тем, что источник сноса его терригенного материала находится на западе, на Урале.

На рисунке 3 приведен график распределения запасов нефти продуктивных пластов месторождения им. В.Н. Виноградова, произошло незначительное списание запасов (около 11 %) в связи с уменьшением выделяемых толщин и уточнением границ глинизации по материалам 3D сейсморазведки по всем продуктивным пластам.

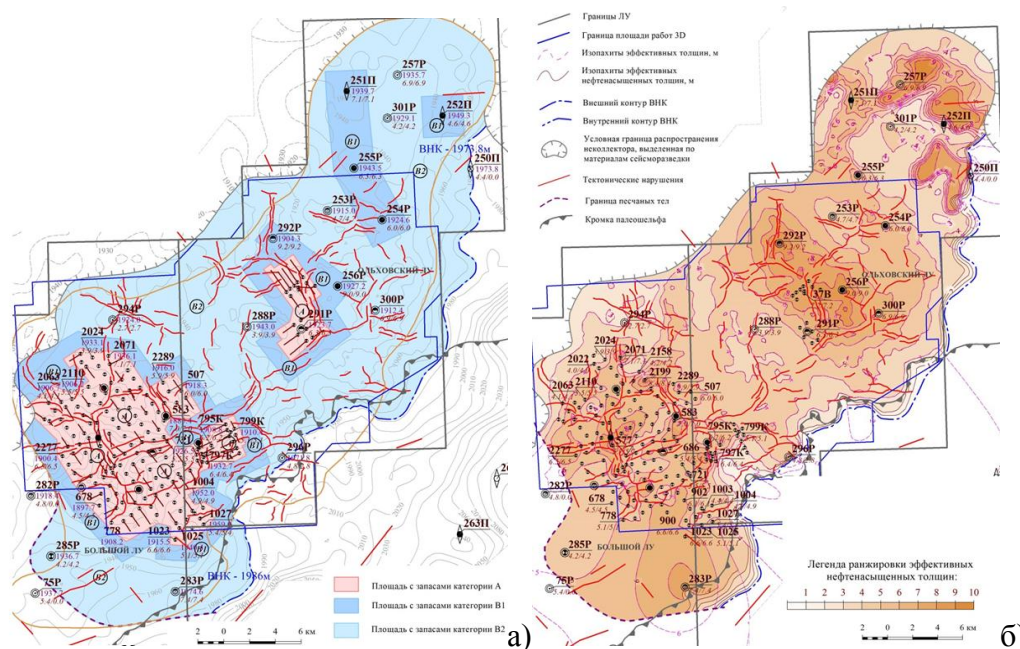


Рисунок 2. Подсчетный план (а) и карта эффективных нефтенасыщенных толщин (б) продуктивного пласта АС<sub>3</sub>

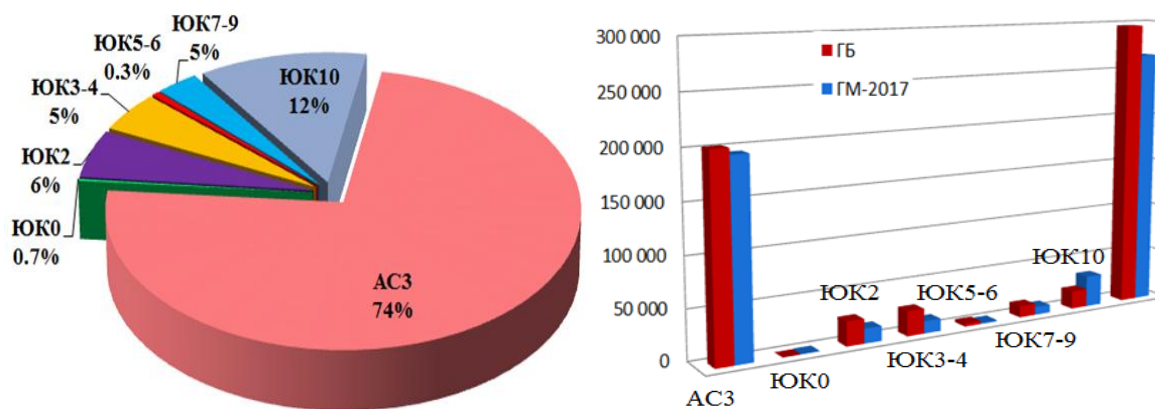


Рисунок 3. Графики распределения запасов нефти

Рекомендуется последовательно выполнять все этапы построения геологических моделей от рассмотрения генезиса резервуаров до оценки запасов, каждый из них является неотъемлемой частью геологического моделирования.

#### Библиографический список

1. Геология и нефтегазоносность Ханты-Мансийского автономного округа: Атлас / ГП ХМАО «НАЦ РН им. В.И. Шпильмана. – Ханты-Мансийск, 2004.
2. Мухер, А. Г. Особенности палеогеографии и климата центральных частей Западной Сибири (территория ХМАО) в ранней и средней юре / А. Г. Мухер, А. В. Тугарева, Н. К. Глушко // Юрская система России: проблемы стратиграфии и палеогеографии: мат-лы первого Всерос. совещания. – М.: ГИН РАН, 2005. – С. 164-168.
3. Лавренов, С. В. Проведение обработки и интерпретации материалов широкоазимутальных сейсморазведочных работ 3D на месторождении им. В.Н. Виноградова / С. В. Лавренов, Н. П. Косорева // Отчет о результатах работ, Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени. – Тюмень, 2017.

#### **Сопоставление показателей разработки с определёнными фациями при моделировании отложений тюменской свиты на примере месторождения Сургутского свода**

*Солопахин С.К., Бембель С.Р.*

*Тюменское отделение «СургутНИПИнефть», г. Тюмень*

Разделение литологического разреза на фациальные составляющие представляется одновременно сложной и немаловажной задачей. С помощью подбора соотношения определённых геофизических параметров появляется возможность выделения, в первую очередь, фациальных особенностей продуктивных горизонтов, характеризующих вероятное распределение их фильтрационно-емкостных параметров.

На примере одного из месторождений Сургутского свода показано выделение русловых фаций для песчаников тюменской свиты. В данном регионе наибольший интерес в интервале отложений пласта ЮС2 представляют песчаники, имеющие русловой генезис, так как они обладают лучшими характеристиками фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) по сравнению с песчаниками, накапливавшимися в других условиях [1].

После детального анализа всех возможных параметров ГИС и РИ-ГИС были выбраны три наиболее показательные показатели: коэффициент насыщенности (нефть и вода), относительный параметр ПС и относительный параметр ГК.



На основе их функциональной зависимости была выведена формула для первоначальной оценки отношения к фации русла.

$$BFES = if \left( ((DGK \leq 0.68 \text{ and } DGK > 0) \text{ or } DPS \geq 0.6) \text{ and } Soil \geq 0.55, 7, 0 \right)$$

1

где: BFES-результатирующий лог с записью русловых зон, DGK – относительный параметр ГК, DPS – относительный параметр ПС, Soil – коэффициент насыщенности

В связи с тем, что было установлено существование скважин с песчаными прослоями, относящимися по характеристикам ФЕС к русловым фациям, однако таковыми не являющимися, была проведена ручная корректировка отрисовки зон русловых отложений. В результате было выявлено, что к исследуемой обстановке осадконакопления относится только 2 % от общего объёма песчаных тел в пределах месторождения (рисунок 1).

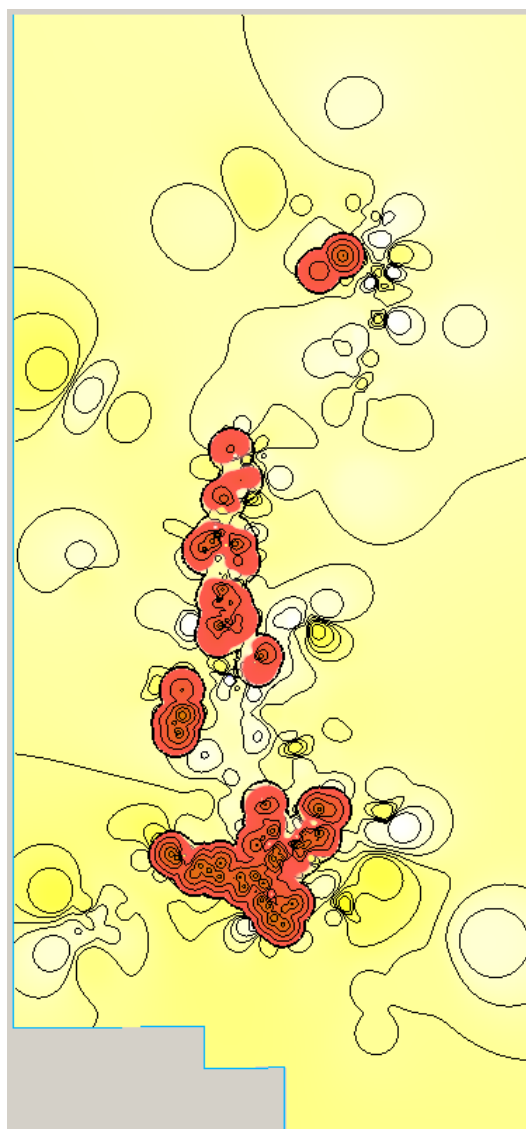


Рисунок 1. Карта песчаности с выделенными зонами русловых отложений

Остальные 98 % песчаников с данным литотипом можно также разделить на 3 других возможных фации: отложения дельт, бары, косы аналогичным образом. Однако это песчаники с более низкими значениями ФЕС, поэтому их разделение по фациальным обстановкам – второстепенная задача. Этот тезис подтверждается показателем как накопленной добычи (рисунок 2).

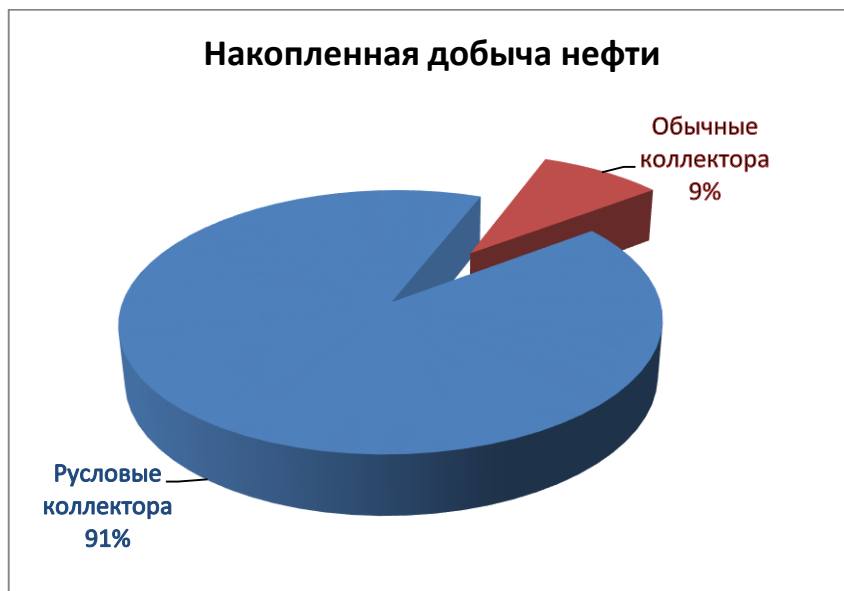


Рисунок 2. Диаграмма сопоставления накопленной добычи

При том, что доля песчаников руслового генезиса составляет всего 2 %, накопленная добыча в них в 10 раз больше, чем в остальных коллекторах и составляет 91 % от общей накопленной добычи.

Приведенные выше сведения доказывают необходимость проведения фациального анализа для поиска более перспективных участков, в данном случае зон русловых фаций, т.к. статистически вероятность нахождения в них большого количества легко извлекаемых запасов очень велика.

#### Библиографический список

1. Костеневич, К. А. Особенности фациального строения отложений тюменской свиты на примере пласта ЮС<sub>2</sub> Тундринского месторождения / К. А. Костеневич // Нефтяное хозяйство. – 2009. – №12. – С. 72-76.

#### **Влияние стохастичности солнечной радиации на температурные поля в грунте под дорожным полотном.**

*Спасенникова К.А., Мочалов Д.В.*

*ИКЗ ТюмНЦ СО РАН, г. Тюмень*

В работе моделируется состояние грунта под насыпью автодороги с использованием метода стохастического прогнозирования. В отличие от

предыдущих работ [1, 2] учтена стохастичность параметров, определяющих теплообмен внешней среды с автодорогой (солнечная радиация, инфракрасное излучение Земной поверхности и атмосферы).

По климатическим данным метеостанции Игарка рассчитано распределение вероятностей по температуре, скорости ветра и толщине снежного покрова для каждого месяца в течение года. По данным NASA [3] были определены распределения вероятностей солнечной радиации и инфракрасного излучения Земной поверхности и атмосферы.

С помощью генератора случайных чисел математического пакета MathCAD-14 был получен массив чисел  $48 \times 13$  значений. Таким образом, были получены 48 вариантов изменения климатических характеристик во времени в течение 13 месяцев. Для каждого варианта получили трехмерное распределение температуры на конец сентября расчетного года.

На выделенной линии, проходящей через центр дороги и перпендикулярно ей, в точках с координатами:  $x = x_j (0 \leq j \leq 11)$  м,  $y = 50$  м,  $z = 50$  м, были вычислены температуры и оценена вероятность нахождения грунта в талом состоянии [2].

Таблица 1

Вероятность нахождения грунта в талом состоянии на конец сентября расчетного года, на линии, проходящей через центр дороги, перпендикулярно ей

$j$	0	1	2	3	4	5
$x_j, \text{м}$	0.7	1.2	1.7	2.2	2.7	3.2
$W_{c_j}, \%$	97.1	95.3	82.3	38.1	5.5	0.2
$j$	6	7	8	9	10	11
$x_j, \text{м}$	4.2	5.2	6.2	7.2	8.2	9.2
$W_{c_j}, \%$	0	0	0	0	0	0

Согласно таблице, вероятность нахождения грунта в талом состоянии равна примерно 5 %.

**Вывод:** Авторами впервые проведено теоретическое исследование процессов теплообмена под дорожным полотном, построенным на вечной мерзлоте, учитывающее стохастичность параметров: температуры воздуха, скорости ветра, толщины снежного покрова, солнечной радиации, инфракрасного излучения Земной поверхности и атмосферы. Получена совокупность 3D температурных полей, позволяющих вычислить в каждой точке пространства вероятность нахождения грунта в талом или мерзлом состоянии.

Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта № 18-38-00068 мол\_а.

## Библиографический список

1. Спасенникова, К. А. Компьютерное моделирование тепломассопереноса в грунтах под сооружениями, построенными на вечной мерзлоте с использованием сезонных охлаждающих устройств: автореф. дис. ... канд. техн. наук: 25.00.08 / Спасенникова Клавдия Анатольевна; ИКЗ СО РАН. – Тюмень, 2015. – 19 с.
2. Аникин, Г. В. Метод стохастического прогнозирования нахождения температуры грунтов с помощью систем «ГЕТ» / Г. В. Аникин [и др.] // Основания, фундаменты и механика грунтов. – 2017. – № 1. – С. 35-40.
3. NASA [Электронный ресурс] // Atmospheric Science Data Centre. – Режим доступа: <https://eosweb.larc.nasa.gov>.

### Уточнение геологического строения залежей с использованием данных сейсморазведки на примере пласта БС<sub>6</sub><sup>1</sup>

Тоноян С.С., Уржумов В.Д., Белкина В.А.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

В настоящее время ресурсная база УВ Западной Сибири, как и всей России, характеризуется сложным геологическим строением. Поиски, разведка и эксплуатация таких месторождений предъявляет высокие требования к точности геологических моделей (ГМ). В условиях дорогостоящего бурения в России значимое повышение точности ГМ возможно только за счёт привлечения данных сейсморазведки. Алгоритмическая база использования данных сейсморазведки при изучении ФЭС, несмотря на большой объем, требует дальнейшего развития. В работе рассмотрена методика обоснования наиболее информативной группы сейсмических атрибутов при оценке эффективных толщин ( $H_{эф}$ ) и коэффициента открытой пористости ( $K_p$ ) [1].

Задача решается на примере залежи пласта БС<sub>6</sub><sup>1</sup>. Нефтеносность пласта установлена в 2004г. испытаниями скважин Р-7 и 6. Пласт представлен песчано-алевритистыми отложениями, является терригенным коллектором порового типа. Ахская свита, в состав которой входит пласт БС<sub>6</sub><sup>1</sup>, представляет из себя клиноформный комплекс. Основные геологические характеристики объекта приведены в табл. 1 (объем выборки составляет 9 скважин).

Таблица 1

Геологические характеристики пласта БС<sub>6</sub><sup>1</sup> месторождения N

	$H_{эф}$ , м	$H_{эф.нн.}$ , м	$K_{пес}$ , д. ед.	$K_p$ , %	$K_{пр}$ , мД	$K_{нг}$ , %
Наименьшее	5,2	0	0,52	13,8	0,57	34,42
Наибольшее	27,9	11	0,91	16,4	2,03	56,09
Ср. значение	14,90	1,66	0,66	15,52	1,43	45,00
Коэф.вар-и, %	389,01	111,72	0,17	6,02	2,39	388,8

Наибольшими значениями коэффициента вариации характеризуются  $N_{эф}$  и  $K_{п}$ , что говорит о высокой изменчивости этих параметров, поэтому для уточнения этих параметров необходимо привлечь данные сейсморазведки [2]. На участке проведены сейсмические работы МОГТ 3D и 2D. Строение пласта  $BC_6^1$  характеризует ОГ  $НБС_6^1$ , который прослеживается практически в пределах всего лицензионного участка, выклиниваясь только на крайнем западе.

Для нахождения корреляционных зависимостей для каждого из геологических параметров ( $N_{эф}$  и  $K_{п}$ ) и атрибутами сейсмической записи просчитаны и использованы наряду с мгновенными параметрами (амплитуда, частота, фаза) также интервальные атрибуты сейсмической записи, такие как энергия волнового поля, средние и средневзвешенные амплитуды и частоты, псевдопериод в различных временных окнах. Всего в расчётах участвовало 11 атрибутов [3].

Показателем качества статистической связи между параметрами  $N_{эф}$ ,  $K_{п}$  и сейсмическими атрибутами является коэффициент детерминации  $R^2$ . Для обоснования наиболее информативной группы для прогноза  $N_{эф}$  и  $K_{п}$  по сейсмическим атрибутам вначале проанализированы одномерные зависимости этих параметров от каждого атрибута, это позволило определить атрибут, дающий наиболее точный прогноз.

На следующем шаге изучены зависимости  $N_{эф}$  и  $K_{п}$  от всевозможных пар атрибутов и выбрана зависимость с наибольшим значением  $R^2$ . При достаточно большой выборке эту процедуру необходимо продолжить, но в рассматриваемой ситуации, это не сделано по причине недостаточного объема данных. Отметим, что на каждом шаге следует анализировать не только линейные, но и нелинейные зависимости.

Анализ одномерных зависимостей показал, что для большинства атрибутов зависимостей нет, для остальных они нелинейные и наиболее тесная зависимость  $N_{эф}$  зафиксирована от амплитуды сейсмического сигнала,  $R^2 = 0,68$ , а  $K_{п}$  сильнее всего коррелирует со средним абсолютным импедансом,  $R^2 = 0,53$ .

По результатам двухмерного анализа построены цифровые прогнозные модели  $N_{эф}$  и  $K_{п}$ . На следующем шаге построены карты рассматриваемых параметров, при этом, кроме скважинных данных, использованы модели, построенные по сейсмическим данным как трендовые.

#### Библиографический список

1. Основы геологического моделирования учебное пособие / В. А. Белкина. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2015. – 168 с.
2. Дэвис, Дж. С. Статистический анализ данных в геологии / Дж. С. Дэвис. – Москва: Недра, 1990. – 427 с.
3. Нежданов, А. А. Геологическая интерпретация сейсморазведочных данных: курс лекций. / А. А. Нежданов. – Тюмень: ТИУ, 2017. – 171 с.

## Изучение эффективности кислотного воздействия на карбонатного породу

*Шарафиева З.Ф., Ибрагимова Д.А., Иванова И.А., Иванов Д.Б., Носова А.А.  
Казанский национальный исследовательский технологический  
университет, г. Казань*

За последние несколько лет ряд нефтяных компаний выступили инициаторами многочисленных проектов в сфере повышения нефтеотдачи. Предложенные методы включали в себя применение химических реагентов, тепловое воздействие и нагнетание смесей компонентов в различных геологических условиях. Одним из химических методов повышения нефтеотдачи является кислотный гидроразрыв пласта, который сопровождается обработкой призабойной зоны карбонатного коллектора особым составом на основе минеральных кислот.

Изучаемые коллекторы, обладают способностью к существенному улучшению фильтрационных и емкостных свойств при воздействии растворами соляной кислоты 12 - 15%-ной концентрации [1]. Основной принцип заключается в оценке способности растворения кислотами тех или иных минералов, слагающих горную породу. Однако кислота без добавок практически не используется: в состав смесей для кислотной обработки входит ряд таких присадок, как деэмульгаторы, диспергаторы, стабилизаторы железа, ингибиторы коррозии и т.д [2]. Их основной функцией является защита нефтедобывающего оборудования посредством предотвращения разрушающего воздействия кислоты на поверхность насосно-компрессорных труб и образования сгустков и слэжджей в добываемой нефтяной массе.

В качестве объекта исследования была выбрана нефть Вишнёво-Полянского месторождения. Данная нефть является высоковязкой, что значительно осложняет процесс её добычи.

Эксперимент по воздействию солянокислотного состава на породу проводится методом выдерживания образцов породы в объёме 10 мл состава на протяжении двух временных отрезков: образец 1 – 12 часов, образцы 2 и 3 – 24 часа.

С целью определения массы нефтяных компонентов, удалённых из открытых пор породы, образцы были взвешены перед началом процесса экстракции и после него. Результаты измерения масс и объёма образцов сведены в таблицу 1.

Таблица 1

Результаты экстрагирования компонентов нефти из образцов карбонатной породы

№ образца	Масса начальная, г	Масса после экстракции, г	Объём начальный, $V_n$ , мл
1	6,6542	6,6150	3,0
2	6,7835	6,7642	3,0
3	5,4656	5,4028	3,0

Далее образцы были подвержены многочасовому воздействию кислоты 15 %-ной концентрации, что привело к заметному уменьшению в объёме и массе. Результаты эксперимента приведены в таблице 2.

Таблица 2

Результат воздействия соляной кислоты на образцы карбонатной породы

№ образца	Объём кислоты, мл	Продолжительность воздействия, ч	Масса конечная, г	Объём конечный, мл
1	10	12	4,3520	1,8
2		24	4,3264	1,8
3		24	3,2414	1,5

Для подсчета пористости была использована формула [3]:

$$\phi_2 = \frac{V_n - V_k}{V_n},$$

где  $\phi_2$  – пористость образца породы после воздействия кислоты;  
 $V_n$  – полный объём образца породы до воздействия кислоты;  
 $V_k$  – полный объём образца породы после воздействия кислоты.

Таким образом, в среднем пористость составит  $(40+40+50) / 3 = 43,3 \%$ .

Далее мы оцениваем изменение проницаемости пласта через следующую зависимость [3]:

$$\frac{K_{пр1}}{\phi_1} = \frac{K_{пр2}}{\phi_2},$$

где  $\phi_1$  – пористость образца карбонатной породы до воздействия кислоты;  
 $K_{пр1}$  – проницаемость породы до обработки кислотой;  
 $K_{пр2}$  – проницаемость породы после обработки кислотой.

Изменение проницаемости пласта:  $K_{пр2} = \frac{K_{пр1} \times \phi_2}{\phi_1} = \frac{0,055 \times 43,3}{15,5} = 0,154 \text{ мкм}^2$

В объёме каждый образец потерял в среднем 43,3 %, что говорит о безусловном увеличении порового пространства в условиях закачки солянокислотного состава в пласт. Продемонстрирована эффективность воздействия настоящих составов на увеличение степени проницаемости нефтеносных пластов. Таким образом, есть основание сделать вывод об эффективности использования состава для кислотных обработок на основе соляной кислоты 15 %-ной концентрации для разработки верейского пласта Вишнёво-Полянского месторождения.

В результате проведенных исследований была подтверждена эффективность кислотного воздействия на карбонатную породу.

#### Библиографический список

1. Yuanshuai, R. Experimental research of the tracer characteristic curves for fracture-cave structures in a carbonate oil and gas reservoir / R. Yuanshuai, P. Wanfen, Z. Jinzhou, L. Kexing, L. Xinhua, L. Xiaobo // Journal of Natural Gas Science and Engineering. – 2016. – №31. – P. 417-427.

2. Повышение эффективности солянокислотных обработок нефтяных скважин в карбонатных коллекторах / А. М. Насырова [и др.] // Вестник Казанского технологического университета. – 2013. – Т. 16, № 8. – С. 290-292.

3. Определение физических и фильтрационно-емкостных свойств горных пород: практикум для выполнения учебно-научных работ студентами направления «Прикладная геология» и «Нефтегазовое дело» / ТПУ; сост. Т.Г. Бжицких [и др.] – Томск: ТПУ, 2008. – 95 с.

## **Изучение воронки газового выброса (В1) на полуострове Ямал**

*Широких А.В., Зубченко Д.А., Колева Г.Ю.*

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

Объектом нашего исследования является воронка газового выброса на полуострове Ямал (В1). Эти провалы в земной поверхности повергают в ужас ученых и простых людей. И, несомненно, ясно, что эти явления не должны игнорироваться наукой. По данным объектам вопросу Россия обладает наибольшим количеством накопленного материала среди других стран.

Обнаруженная в июле 2014 г. в центральной части полуострова Ямал воронка сразу стала объектом, который привлек к себе пристальное внимание специалистов-мерзлотоведов, изучающих особенности строения толщ многолетнемерзлых пород и развитие криогенных процессов, а также специалистов, обеспечивающих безопасность хозяйственных объектов в криолитозоне. Первой, по поручению губернатора ЯНАО, к изучению этого объекта направилась группа специалистов, в составе доктора геолого-минералогических наук, главного научного сотрудника Института криосферы Земли СО РАН М.А.Лейбман, старшего научного сотрудника ГКУ ЯНАО «Научный центр изучения Арктики» А. Плеханова, которые и провели первичный осмотр. В ходе второго кратковременного обследования воронки в августе 2014 г. были выполнены измерения основных параметров воронки, документирование разреза, вскрывающегося в стенках. Проблема изучения воронок связана, как с объяснением причин их образования, так и выявлением динамики происходящих изменений рельефа участка вокруг воронки, в частности, той, что была обнаружена летом 2014 года, через определение ее метрических характеристик. Для этого были привлечены материалы полевых обследований и данные дистанционного зондирования.

Полевые наблюдения июля 2014 г. позволили предположить, что воронка образовалась не ранее осени 2013 г. На космических снимках до 09.10.2013 г. на месте нынешней воронки находился бугор диаметром основания 45–58 м. Таким образом, по результатам анализа космических снимков установлено, что воронка образовалась в интервале между 09.10.2013 г. и 01.11.2013 г. [1].



Воронка получила обозначение В1. Она расположена в 40 км к югу от куста газовых скважин Бованенковского нефтегазоконденсатного месторождения, в 65 км к северо-востоку от метеостанции Марре-Сале и в 4 км к востоку от действующего магистрального газопровода Бованенково–Ухта. Район воронки относится к зоне сплошного распространения ММП [3].

О причинах образования воронок на суше были выдвинуты следующие гипотезы: падение метеорита (*космическая*), обрушение подземного хранилища газа (*техногенная*), *природная*, являющаяся основной и доказанной, но ее толкование разделило ученых на два лагеря. Большинство специалистов (в т.ч. ВНИИОкеангеология) признали, что обнаруженные кратеры являются воронками газовых выбросов (пневматических взрывов — выхлопов). Газ скапливался под крышкой льда, а затем, взрывом вырвался наружу. Другие же полагают, что воронки появились в результате разложения газовых гидратов и выхода из них газа в свободную фазу [2].

Климат Арктики формируется под влиянием Северного Ледовитого океана и континентальных массивов суши. Кроме того, большое влияние на климат в этих широтах оказывает близость к полюсу. Главная черта климата Крайнего Севера — низкие температуры в течение всего года. На протяжении полярной ночи солнечный свет и тепло практически или совсем не поступают в регион. Геокриологические процессы, протекающие на полуострове, приводят к образованию воронок на поверхности земли. Для России, более 60 процентов территории которой приходится на вечную мерзлоту, это особенно актуальная проблема.

Первые обследования ВГВ проведены в июле 2014 г., воронка представляла собой цилиндрическое углубление более 50 м, диаметром - 18–20 м, в сентябре 2015 г. - круглое озеро правильной формы диаметром 45,0–55,0 м. Стенки воронки постоянно и постепенно оттаивают. Концентрация метана в воздухе в кратере увеличивались с глубиной [3]. Вышеописанная воронка является самой изученной на данный момент.

В ноябре 2014 г. глубина воронки составляла уже 25,5 м, а в нижней части северной вертикальной стенки на глубине 20,5 м хорошо был виден грот в виде усеченной сферы радиусом 2,0 м. К началу сентября 2015 г. (то есть спустя 2 года, после газового выброса) воронка представляла собой круглое озеро правильной формы диаметром 45,0–55,0 м, окруженное вертикальными стенками высотой до 6,0 м. По периферии сохранился бруствер, однако его ширина и высота существенно сократились [3].

В наши дни озеро на месте самой первой из обнаруженных в 2014 году воронок продолжает увеличиваться. Не так давно оно разрослось до такого размера, что подошло вплотную к озеру, которое по уровню находится выше него. Перемычка между ним и этим термокарстовым озером разрушилась, соединив оба водоема. Вода из нового озера начала пробивать себе путь, размывая берег. Небольшое количество осадков и постепенный размыв бруствера воронки, отделяющего объект от соседнего ручья, привели к снижению уровня воды в озере относительно прошлого года.

О том, что в воронке находился газ, в том числе метан, свидетельствуют большие значения концентрации газа, зафиксированные газоанализатором при первом посещении воронки в августе 2014 г., и повышенное содержание метана в воздухе внутри воронки, установленное в ноябре 2014 г. Вода в озере, по содержанию метана, до сих пор сохраняет превышающие норму показатели.

Сам процесс образования воронки представляет несомненную угрозу жизнедеятельности человека. При размещении нефтегазовых промыслов, трубопроводов и населенных пунктов в районах возможного образования воронок рекомендуется проведение сейсмологических исследований на локальном уровне с установкой не менее трех сейсмостанций. Кроме того, необходим мониторинг состояния криолитозоны с выявлением существующих и зарождающихся потенциально опасных объектов возможных мощных выбросов подземного газа (газовые карманы) с применением комплекса геофизических методов, включая ВРС и электроразведку [4].

Таким образом, новообразовавшиеся воронки в арктических зонах от момента взрыва до заполнения кратера водой имеют очень короткий цикл жизни. Это происходит из-за быстрого вытаивания льда стенок кратера в летнее время, когда температуры положительны, а также из-за обрушения блоков пород брусстера воронки. Свой вклад в превращение воронки в озеро вносят и осадки: летом это дожди, а зимой снег, который в огромных количествах тает весной.

#### Библиографический список

1. Кизяков, А. И. Геоморфологические условия образования воронки газового выброса и динамика этой формы на центральном Ямале / А. И. Кизяков, А. В. Сонюшкин, М. О. Лейбман, М. В. Зимин, А. В. Хомутов // Криосфера земли. – 2015. – №2. – С. 15-25.
2. Богоявленский, В. И. Выбросы газа из криолитозоны Ямало-Ненецкого автономного округа [Электронный ресурс] / В. И. Богоявленский, А. В. Можаров, А. Л. Титовский, В. А. Пушкарев, И. В. Богоявленский // Российский центр освоения Арктики. – 2014. – Режим доступа: <http://arctic-rf.ru/issledovaniya-1/vybrosy-gaza-iz-kriolitozony-yamalo-nenetskogo-avtonomnogo-okruga/>.
3. Стрелецкая, И. Д. Подземные льды и их роль в формировании воронки газового выброса на полуострове Ямал / И. Д. Стрелецкая, М. О. Лейбман, А. И. Кизяков, Г. Е. Облогов, А. А. Васильев, А. В. Хомутов, Ю. А. Дворников // Вестник Московского университета. Серия 5. География. – 2017. – №2. – С. 91-99.
4. Богоявленский, В. И. Угроза катастрофических выбросов газа из криолитозоны Арктики. Воронки Ямала и Таймыра / В. И. Богоявленский // Бурение и нефть. – 2014. – №9. – С. 13-18.

## **СЕКЦИЯ «Бурение и разработка нефтяных и газовых месторождений»**

### **Анализ физико-химических свойств пластовой системы с целью разработки рекомендаций по ее оптимальной переработке**

*Вачаева Т.Н., Скворцова Е.Н.*

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

Пластовая система – флюид (нефть, вода и газ), содержащийся в пласте в условиях, характерных для его давлений и температур [1].

Целью работы является определение углеводородного состава пластовой системы Еты-Пуровского месторождения в зависимости от интервала перфорации, а также характеристика товарных нефтепродуктов.

Анализ проводится в специализированных лабораториях согласно ГОСТу.

Дегазация и дебутанизация насыщенного конденсата проводилась по утвержденной методике. По завершении данного процесса данные флюиды исследовались на компонентный состав методом газовой хроматографии согласно ГОСТ 31371-2008.

Многоступенчатая сепарация используется для постепенного отвода свободного газа по мере понижения давления [2]. В результате получают газ сепарации, который в дальнейшем исследуется на компонентный состав.

Нефть и стабильный конденсат подвергались физико-химическим исследованиям: плотность, вязкость, фракционный состав, содержание серы, парафинов, смол, асфальтенов, низкотемпературные показатели и т.д.

Для определения потенциального содержания узких фракций конденсата и нефти проводили разгонку на аппарате АРН-2 согласно ГОСТу 11011-85 в 2 этапа: до 200 °С при атмосферном давлении, от 200 °С до конца кипения под вакуумом с 10-градусным интервалом. Полученные фракции характеризуются следующими показателями качеств: плотность (г/см<sup>3</sup>), показатель преломления, молекулярная масса, температура застывания (°С), массовая доля серы (%).

По данным разгонки построена кривая истинных температур кипения (ИТК) и кривые зависимости свойств дистиллятов от среднего выхода на нефть/конденсат.

Товарные дистилляты (бензиновые, керосиновые и дизельные) также подвергались физико-химическим исследованиям.

При исследовании химического состава проб выполнено определение катионов, анионов, минерализации, содержание нерастворимого осадка, рН и других показателей, характеризующих воду.

В таблице 1 приведены результаты исследования газа сепарации, дегазации и дебутанизации, а также дебутанизованного конденсата на углеводородный состав.

Таблица 1

Результаты исследования пластовой системы на компонентный состав

Компоненты	Газ сепарации	Газ дегазации	Газ дебутанизации	Дебутанизированный конденсат
CH <sub>4</sub>	94.231	87.215	57.683	0.000
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	4.073	9.416	6.297	0.016
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0.061	0.343	8.888	0.006
и-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0.215	0.586	10.897	0.118
н-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0.020	0.205	8.074	0.019
и-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0.082	0.145	3.562	0.530
н-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0.021	0.058	3.503	0.357
C <sub>6</sub>	0.065	0.000	0.000	4.308
C <sub>7</sub>	0.019	0.003	0.000	31.753
C <sub>8</sub>	0.001	0.000	0.000	14.823
C <sub>9</sub>	0.000	0.000	0.000	12.089
C <sub>10</sub>	0.000	0.000	0.000	14.376
C <sub>11</sub>	0.000	0.000	0.000	6.234
C <sub>12</sub>	0.000	0.000	0.000	7.192
C <sub>13</sub>	0.000	0.000	0.000	2.606
C <sub>14</sub>	0.000	0.000	0.000	2.215
C <sub>15</sub>	0.000	0.000	0.000	1.378
C <sub>16</sub>	0.000	0.000	0.000	0.724
C <sub>17</sub>	0.000	0.000	0.000	0.295
C <sub>18</sub>	0.000	0.000	0.000	0.173
C <sub>19</sub>	0.000	0.000	0.000	0.200
C <sub>20</sub>	0.000	0.000	0.000	0.172
N <sub>2</sub>	0.439	0.908	0.997	0.000
CO <sub>2</sub>	0.756	1.116	0.095	0.000
He	0.017	0.000	0.002	0.000
H <sub>2</sub>	0.000	0.000	0.001	0.000

## Библиографический список

1. Левинтер, М. Е. Глубокая переработка нефти / М. Е. Левинтер, С. А. Ахметов. – Москва: Химия, 1992. – 224 с.
2. Акулышин, А. Н. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин / А. Н. Акулышин. – Москва: Недра, 1989. – 480 с.

**Использование системы «непрерывной» циркуляции бурового раствора при равновесном бурении**

*Галицин И.В., Анашкина А.Е.*

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

В сложных горно-геологических условиях бурения, особенно возникающих из-за «узких» совместимых интервалов бурения, применение тра-

диционных технологий не всегда обеспечивает безопасную и качественную проводку скважин. Одной из прогрессивных технологий является бурение на равновесии, основанное на постоянном поддержании забойного давления равным пластовому давлению. Гибкое регулирование забойного давления осуществляется путем создания противодействия на устье скважины, с помощью установленного вращающегося дивертора и дополнительного наземного оборудования.

Применение данной технологии обеспечивает безопасную проводку ствола скважины до продуктивного горизонта, и качественное вскрытие углеводородосодержащих пластов при их минимальном загрязнении.

Одной из основных проблем при реализации технологии строительства скважины на равновесном давлении является поддержание этого давления при проведении спуско-подъемных операций (СПО) и наращивания. При бурении на равновесном давлении СПО могут быть реализованы, как традиционным способом при открытом устье, так и под давлением, используя специальное оборудование. Для проведения СПО при открытом устье скважины первоначально необходимо закачать в скважину пачку тяжелого бурового раствора, вес которого будет компенсировать гидродинамическую составляющую после останова насосов и обеспечит небольшую репрессию на пласт для безопасного проведения СПО. Нетрадиционной схемой проведения непродолжительных СПО, является проведение операций при закрытом вращающемся диверторе. Однако наиболее эффективным решением может быть установка на устье скважины системы «непрерывной» циркуляции бурового раствора для проведения операций под давлением, при которой исключается возможность выбросов при наращивании буровой колонны или проведении спуско-подъемных операций.

Опыт применения данной системы при вскрытии продуктивных пластов выявил следующие преимущества:

- уменьшение степени влияния понижения и повышения давления при остановке или возобновлении циркуляции, после наращивания буровой колонны;
- экономия времени на очистку ствола скважины перед наращиванием;
- улучшение управления потоком промывочной жидкости;
- исключение проявлений при наращивании буровой колонны;
- улучшение контроля за эквивалентной плотностью циркуляции (ЭПЦ);
- уменьшение общего времени при наращивании буровой колонны;
- отсутствие простоев буровой установки в скважинах с высоким давлением, высокой температурой при вымыве газа, поступившего из пласта во время наращивания буровой колонны;
- увеличение технологической безопасности в целом [2].

Система «непрерывной» циркуляции (СНЦ) представлена на рисунке 1.

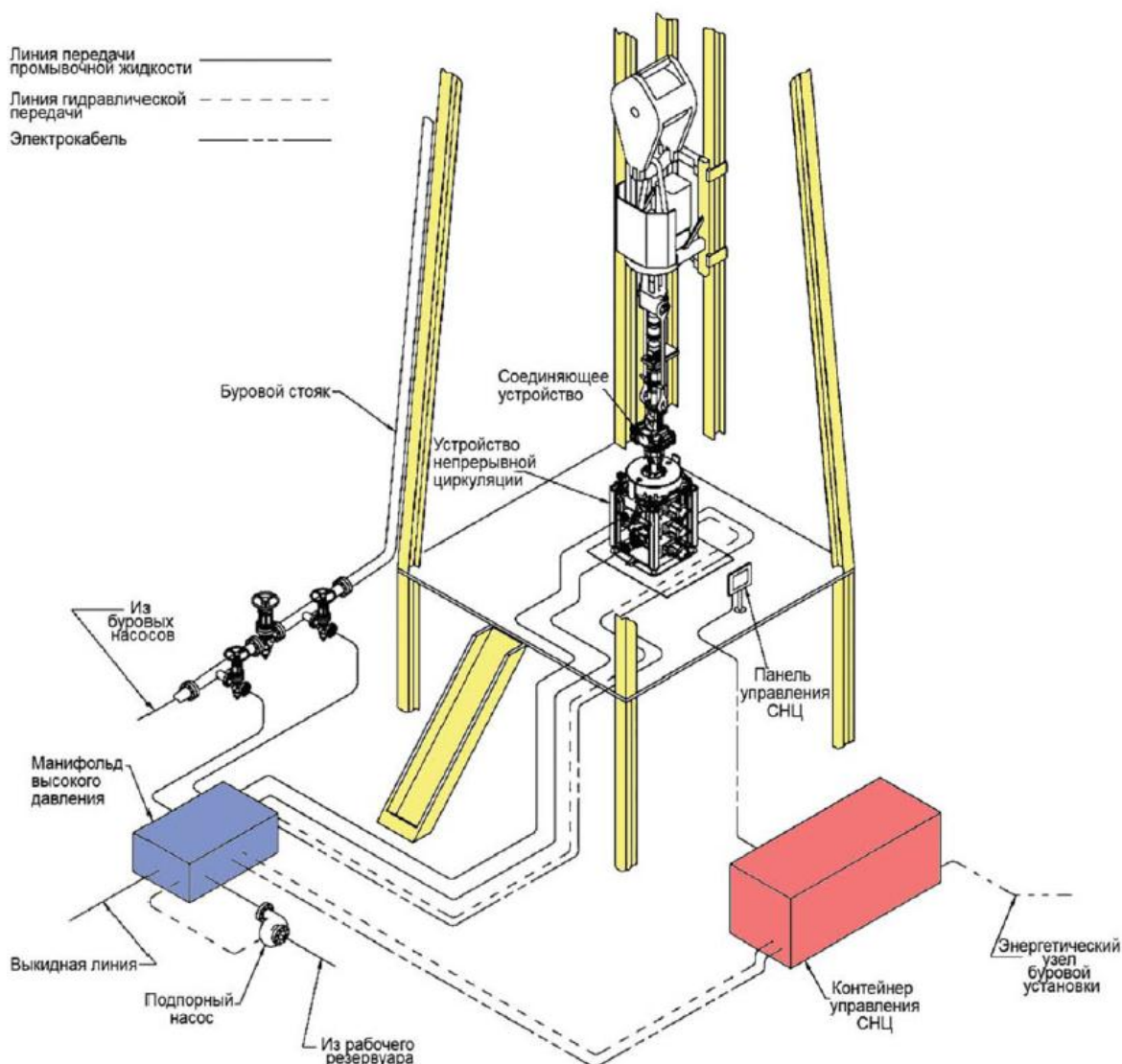


Рисунок 1. Основное оборудование системы непрерывной циркуляции (СНЦ)

СНЦ включает в себя следующее оборудование: установку непрерывной циркуляции (УНЦ), манифольд высокого давления, соединительное устройство, систему управления и гидравлическая силовая установка.

В процессе бурения, промывочная жидкость под давлением направляется через верхний силовой привод (ВСП) в устройство «непрерывной» циркуляции (УНЦ) между плашками, выравнивая давление внутри и снаружи бурильной колонны.

Время, затраченное на наращивание инструмента, не превышает 6-8 мин.

Технико-технологические решения по бурению скважины с «непрерывной» циркуляцией могут быть предложены для освоения нефтегазовых месторождений в центральной части шельфа Каспийского моря.

Внедрение в практику бурения вышерассмотренной технологии позволит: увеличить проходку на долото; уменьшить количества колонн; снизить сроки строительства скважины; снизить расходы материальных ре-

сурсов; снизить расходы химреагентов на приготовление, утяжеление и химическую обработку бурового раствора; получить увеличение притока флюида из пласта в скважину.

Технико-технологические решения по бурению скважины с «непрерывной» циркуляцией могут быть предложены для освоения как морских месторождений, так и месторождений на суше, но характеризующихся сложными условиями.

#### Библиографический список

1. Долгопольский, А. Л. Система непрерывной циркуляции для бурения с контролем давления / А. Л. Долгопольский // Инженерная практика. – 2014. – № 7-9. – С. 32-34.

2. Янгазитов, М. Н. Бурение скважин при равновесном давлении с системой «непрерывной» циркуляции бурового раствора / М. Н. Янгазитов, Б. А. Доценко, А. С. Оганов // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2011. – № 2. – С. 17-22.

#### **Возникновения осевых нагрузок и расчет обсадных колонн на смятие**

*Герасимов Д.С., Рожкова О.В., Овчинников В.П.*

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

В процессе бурения вскрываются горные породы с различным литологическим составом, физико-механическими свойствами, характером и степенью их термобарических условий, что обуславливает необходимость выявления значительного количества факторов, влияющих на надёжность и длительную прочность крепи.

Условие предельного равновесия при напряжённом состоянии выражается формулой

$$|\tau_c| = \sigma_c \tan \varphi \quad (1)$$

где  $\tau_c$  и  $\sigma_c$  – касательное и нормальное напряжения, действующие по площадке скольжения, которое:

для сыпучих пород может быть представлено в виде

$$\sin \varphi = \frac{1}{\sigma_x + \sigma_y} \sqrt{(\sigma_x - \sigma_y)^2 + 4\tau_{xy}^2} \quad (2)$$

для пород связанных, имеющих наряду с трением и сцепление между собой, условие предельного равновесия будет

$$|\tau_c| = C + \sigma_c \tan \varphi \quad (3)$$

где  $C$  – параметр огибающей или коэффициент сцепления.

Эти формулы показывают, что углы внутреннего трения и в сыпучих и в связанных породах являются функцией вида напряженного состояния и

абсолютной величины напряжений, а углы внешнего трения, в случаях покоя и скольжения, не зависят от этого.

Рассмотрим уравнение прочности исследовав его на экстремум и представив его в функциональной зависимости

$$f=[x(q_c), q_c] \quad (4)$$

Условия экстремума

$$\frac{\partial x}{\partial q_c} = \frac{\partial f / \partial q_c}{\partial f / \partial x} = 0, \quad (5)$$

Из условия (5) имеем усилия сжатия  $q_c$  равным

$$q_c = \frac{\pi p_{cm} D^2}{4}, \quad (6)$$

Подставив  $q_c$  из (6) в условие прочности после преобразования получим  $x = 1,155$ .

Следовательно

$$p_{cm} = 1,155 p_{кр} \quad (7)$$

то есть  $q_c$ , возникающая от внешнего давления в теле колонны с жёстко зашкелёнными концами, увеличивает несущую способность на 15,5%.

Рассмотрим обсадную колонну со свободными концами подверженной  $p_{cm}$  и осевой растягивающей силой  $q_p$ .

Уравнение теории прочности при  $\sigma_1 = \sigma_z$ ,  $\sigma_2 = -\sigma_\theta$  имеет вид:

$$p_{cm}^2 + p_{cm} \left( \frac{q_p p_{кр}}{A \sigma_s} \right) + p_{кр}^2 \left( \frac{q_p^2}{A^2 \sigma_c^2} - 1 \right) = 0, \quad (8)$$

Решением которого будет

$$p = p_{кр} \left[ \sqrt{1 - 3S_0^2} + S_0 \right], \quad (9)$$

где  $S_0 = \frac{q}{2A\sigma_s}$ .

Условия экстремума  $dp/dq=0$  выполняется когда

$$q = \frac{A\sigma_s}{\sqrt{3}},$$

при дальнейшем увеличении осевой нагрузки величина внешнего (внутреннего) давления уменьшается и при  $q = A\sigma_s$ , имеем  $p = p_{кр}$ , дальнейшее увеличение  $q$  приводит к разрушению колонны от осевой нагрузки

$$q_c = \sigma_z A, \quad (10)$$

где  $\sigma_z = -\mu \left( \frac{2p_{кр} R_T^2}{R_T^2 - r_T^2} \right)$  — осевое напряжение в колонне, создаваемое внешним

давлением, а при учёте (10) величина осевой нагрузки преобразуется и при  $\mu = 0,3$  имеет вид:



$$q_p' = q_p^0 - 0,47 p_{кр} D^2$$

Фактическое внешнее давление, которое способна выдержать колонна на смятие при данном условии работы можно определить решением уравнения

$$p_{см} = p_{кр} \left[ \sqrt{1 - 3 \left( \frac{q_p^0 - 0,47 p_{кр} D^2}{2A\sigma_s} \right)^2} - \frac{q_p^0 - 0,47 p_{кр} D^2}{2A\sigma_s} \right]. \quad (11)$$

Если у обсадной колонны после предварительного осевого сжатия нагрузкой концы жестко заземлены и подвергнуты внешнему давлению, то в теле колонны будет действовать осевая сжимающая нагрузка.

Внешнее давление, которое способна выдержать колонна, будет определяться по теории прочности с учетом отношения  $\frac{p_{см}}{p_{кр}} = 1$ .

$$p_{вн-р} = p_{кр} \left[ \sqrt{1 - 3 \left( \frac{q_c^0 - 0,47 p_{кр} d^2}{2A\sigma_s} \right)^2} - \frac{q_c^0 - 0,47 p_{кр} d^2}{2A\sigma_s} \right], \quad (12)$$

где  $d$  - внутренний диаметр трубы.

При расчете обсадных труб на двухосную нагрузку следует помнить о продольной потере устойчивости от осевой сжимающей силы  $q_c'$ .

В таблице 1 показано, что теоретические величины сминающих давлений, имеют удовлетворительную сходимость с экспериментальными данными [1].

Таблица 1

Сходимость результатов вычислений с экспериментальными данными

D, мм	δ, мм	σ <sub>s</sub> , кгс/мм <sup>2</sup>	p <sub>кр</sub> , кгс/см <sup>3</sup>	q <sub>p</sub> , н	Давление смятия, кгс/см <sup>3</sup>		Отклонение расчетной величины от экспериментальной, %
					По экспериментальным данным	По формуле (8)	
168	8	38,5	240	110	155	155	0
168	8	43,0	260	120	170	170	0
168	8	44,5	326	42	296	326	+10,0
168	12	42,0	590	98	573	565	-1,5
168	8	45,0	350	110	225	232	+3,0
168	8	45,0	360	120	240	220	-8,0
168	8	45,0	378	120	240	236	-1,5
168	8	38,0	305	100	220	226	+2,5
168	9	38,0	415	45	400	415	+3,5
168	9	38,0	415	67	390	400	+2,5
168	9	38,0	415	90	360	367	+2,0
168	9	38,0	415	113	310	310	0
168	9	38,0	415	135	315	282	-10,5
168	12	38,0	550	59	535	550	+3,0
168	12	38,0	550	118	530	485	-8,3
168	12	38,0	550	147	510	420	-17,5

Сравнения величин сминающих давлений в (%) для труб диаметром 146 мм из стали группы прочности Д приведены в таблице 2.

Таблица 2

Соотношения между величинами сминающих аналитически давлений в (%) для колонн

Осевая нагрузка растяжение, тс	Отношение $p_{см}/p_{кр}$ (%) для труб с толщиной стенки, мм					
	7		9		11	
	по формуле (8)	по формуле (9)	по формуле (8)	по формуле (9)	по формуле (8)	по формуле (9)
20	88,3	102,0	93,5	105,0	94,0	107,0
40	80,5	92,8	82,6	99,5	86,7	102,2
60	62,6	82,6	73,3	91,4	79,4	96,5
80	47,1	67,0	61,3	81,2	70	89,4
100	23,5	51,3	48,0	70,4	57,8	81,6

Видно, что значительно уменьшаются отрицательное влияние осевых растягивающих нагрузок и учесть положительное влияние (при определенных сочетаниях нагрузок) осевых напряжений на прочность труб.

Библиографический список

1. Овчинников, В. П. Проектирование долговечности крепи скважин в сложных горно-геологических условиях (монография) / В. П. Овчинников, Д. С. Герасимов, В. Г. Кузнецов, П. В. Овчинников, В. В. Салтыков. – Тюмень: ТИУ, 2018. – 266 с.

**О вопросе переоснащения партий инженерно-телеметрических служб программным обеспечением**

*Гусев А.О., Данилов Д., Анашкина А.Е.*

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

На сегодняшний день большинство наклонно-направленных скважин в разведочном и эксплуатационном бурении проводятся с помощью компоновок, имеющих в своем составе телеметрическую систему.

Телеметрические системы для бурения скважин представляют собой комплекс датчиков, фиксирующих и передающих информацию о состоянии оборудования и показателях его работы на специальный пульт, где она обрабатывается и анализируется. Это позволяет оператору эффективно контролировать ход работ и предотвращать возникновение аварийных ситуаций.

Принципиальной особенностью систем телеметрии в бурении скважин является передача значений на значительные расстояния. Важным требованием к системам телеметрии является выбор такого типа сигнала, который в процессе передачи от забоя до устья скважины будет минимально искажаться.

В настоящее время в некоторых компаниях, осуществляющей проводку наклонно-направленных скважин есть партии инженерно-телеметрической службы, которые занимаются проводкой скважин с применением телеметрических систем, для управления поисково-разведочных работ, работающих на устаревшем программном обеспечении «PCDWD», которое в свою очередь является устаревшим.

Программный комплекс предназначен для сбора и обработки телеметрических данных, забойной системы телеметрии направленного и горизонтального бурения с гидравлическим или с электромагнитным каналом связи, полученных в процессе бурения.

Основным минусом программы «PCDWD», является то что она не позволяет производить проводку скважин по Технологическому регламенту, при строительстве скважин с применением телеметрических систем. Суть проблемы состоит в том, что приходится проводить каротаж на кабеле геофизическим прибором «ИОН», после бурения кондуктора, то есть проводится повторная инклинометрия что и при бурении скважины с телеметрической системой, а это потери времени строительства скважины.

Основные затраты времени на геофизические работы на приборе «ИОН» в Восточной Сибири, составляет восемь часов для основных глубин перекрытия кондуктора 900 метров по вертикали и 5 часов для глубины 500 метров.

Также программное обеспечение «PCDWD», работает на оперативной системе Windows98, которая не соответствует требованиям информационной безопасности предприятия, то есть имеется замена на программное обеспечение «ГеопластDWD», Российского производства, аналога «INSITE 7».

Это позволит проводить работы по технологическому регламенту по проводке скважин, то есть позволит согласовывать инклинометрические замеры полученные при бурении скважины с КИП-атрестом. В итоге проводить повторную инклинометрию скважины на геофизическом кабеле «ИОН», в кондукторе необходимость исчезнет.

Комплекс Геопласт DWD выполнен по архитектуре клиент-сервер и обеспечивает возможность оперативного наблюдения и управления процессом бурения при помощи удаленных клиент-пользователей через Локальную сеть или Интернет.

Этот комплекс предназначен для проведения следующих работ:

- Настройка скважинного прибора перед спуском в скважину
- Прием данных из скважинного прибора при бурении
- Отображение данных процесса бурения в реальном времени
- Передача команд с поверхности на забой

И соответственно позволяет производить следующее:

- Вычисление инклинометрических углов
- Коррекция азимутального угла методом коротких НУБТ
- Вычисление и отображение каротажных параметров пласта

- Ведение журнала сессий бурения
- Чтение архивов данных из скважинного прибора
- Формирование и печать отчетов
- Калибровка, термокалибровка, Roll Test, Kuth Test, QA Test

Преимущества после внедрения программного комплекса ГеопластDWD в Восточной Сибири.

1. Сокращение времени строительства скважины составит 6,5 часов, за счет отмены каротажа на кабеле прибором «ИОН».

2. Возможность использования программного обеспечения с используемым телеметрическим оборудованием производства Sperry-Sun и ее отечественными аналогами.

3. Применение ГеопластDWD повысит информационную безопасность предприятия и отказоустойчивость. Программа работает в среде WindowsXP/7/8/10.

Экономический эффект будет достигаться за счет сокращения времени на геофизические работы прибором «ИОН» в кондукторе. Экономия времени 6,5 часов (среднее значение).

#### Библиографический список

1. Чесноков, В. А. Технология промыслово-геофизических исследований действующих горизонтальных скважин // В. А. Чесноков [и др.] // Каротажник. – 1995. – №15. – С. 76-81.

2. Чупров, В. П. Обеспечение точности измерения траектории горизонтальных скважин / В. П. Чупров [и др.] // Каротажник. – 1997. – №34. – С. 115-117.

### **Арктический вектор Российско-Вьетнамского сотрудничества**

*Зенченко В.С, Хюинь Фам Конг Тхань, Колева Г.Ю.*

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

В последние годы Россия активно проводит политику освоения арктических зон своей территории. Центральное место отводится добыче углеводородных ресурсов. Вьетнам стал страной получившей доступ к участию в разработке нефтегазовых месторождений в сухопутной части арктической зоны России. Это перспективное направление российско-вьетнамского сотрудничества определяется не тем, что Вьетнам располагает не столь богатыми, как Россия, запасами нефти и газа, а важностью партнерских отношений с этой страной, местом и ролью Вьетнама в Юго-Восточной Азии. Кроме того Вьетнам имеет существенный опыт добычи углеводородов на шельфе Южно-Китайского моря.

Сотрудничество России и Вьетнама в нефтегазовой сфере уходит в советскую эпоху. В 1959 г. президент республики Вьетнам Хо Ши Мин

посещая Баку, проявил заинтересованность в морской добыче, выразив надежду на помощь Советского Союза. Разведочные работы в Южном Вьетнаме начались с 1966 г., но американскими фирмами. Уже в 1974-1975 гг. были получены и первые притоки нефти. С воссоединением южного и северного Вьетнама началась добыча на шельфе Южно-Китайского моря силами норвежских, итальянских, немецких, канадских фирм. СССР стал работать на морском шельфе с 1978 г. В июне 1981 г. было создано совместное советско-вьетнамское нефтегазовое предприятие «Вьетсовпетро», подчиненное Зарубежнефти, которая была создана в 1967 г., вела работы в Сирии, Ливии, Иране, Йемене, Алжире, Афганистане, Кувейте, Кубе [1]. Основой добычи Вьетсовпетро стало месторождение Белый тигр, расположенное в море в 200 км к востоку от г. Хошимина [2]. Было открыто еще в 1975 г. компанией *Mobil*. Добыча на нем началась в 1986 г., к тому времени было открыто и еще одно месторождение «Дракон». С Вьетнамской стороны ведущей компанией в нефтегазовой сфере является компания «Петровьетнам» - *PetroVietnam (Vietnam Oil and Gas Group)*, созданная в 1977 г., со 100 % государственным участием. Компания осуществляет деятельность по добыче, транспортировке, переработке углеводородов. В рамках постсоветского периода сотрудничество с Вьетнамом было продолжено. По итогам визита В.В. Путин в 2001 г. во Вьетнам были подписаны документы о расширении сотрудничества в области нефтегазодобычи. В настоящее время Вьетнам – один из самых надежных партнеров России в нефтегазовой сфере [3]. Крупнейшим предприятием в рамках нефтегазового сотрудничества остается «Вьетсовпетро» (долевое участие: *PetroVietnam* - 51%, ОАО «Зарубежнефть» - 49%), компания разрабатывает ряд нефтегазовых месторождений на шельфе, добывает около 80% всей вьетнамской нефти, обеспечивает почти 20% валютных поступлений Вьетнама от экспорта, дает России \$400-500 млн. прибыли в год.

В области нефтегазового сотрудничества России и Вьетнама прослеживается стремление Вьетнама не оказаться в подчинении одной компании или одного государства; привлечение Петровьетнамом инвестиций Канады, Франции, Японии, Малайзии, США; допуск к добыче на шельфе зарубежных компаний, в т.ч. *Japan Vietnam Petroleum Company*, малайзийской *Petronas*, канадской *Talisman*. России приходится действовать под влиянием жесткой международной конкуренции. Отмечается наличие конкуренции российских компаний между собой в нефтегазовой сфере Вьетнама: утратила позиции, работавшая в 2010-2013 гг. во Вьетнаме компания ТНК-ВР (предприятия перешли «Роснефти»), не сохранила позиции компания ЛУКОЙЛ, проводившая работы в заливе Халонг Южно-Китайского моря. Усиливаются позиции Газпрома, который вошел в сотрудничество с ГКНГ «Петровьетнам» с 2000 г., в 2002 г. создав совместную операционную компания «Вьетгазпром». Вьетнам активно включается в проекты за рубежом: в настоящее время участвует в 20 проектах в 14 странах мира, развивает экспорт нефти в Австралию, Японию, Малайзию

[4]. Нельзя не отметить оперативность решений вьетнамской стороны, что проявилось в ситуации, связанной со строительством НПЗ во Вьетнаме, когда медлительность действий российских компаний, внимание Вьетнама к тонкостям финансовых операций, привели к резкой переориентации на французский консорциум *Technip*, завод был введен в 2009 г.[5].

В условиях жесткой мировой конкуренции и очень мобильной политики Вьетнама в нефтегазовой сфере, Россия вынуждена принимать меры для сохранения важного партнера в Юго-Восточной Азии, что и обусловило допуск Вьетнама в российскую сферу нефтегазодобычи в перспективном регионе по наращиванию добычи – арктической зоне. В ноябре 2006 г. бы принято решение о создании Зарубежнефтью и Петровьетнамом совместной компании для участия Вьетнама в разработке нефтегазовых месторождений в России. В ноябре 2007 г. было подписано соглашение о создании совместного предприятия «Русьвьетпетро». Регионом деятельности стала Тимано-Печорская провинция, занимающая 4-е место по запасам в России. Район охватывает бассейн Печоры, с притоками рек, впадающими в Печорский сектор Баренцева моря, в пределах республики Коми, северная часть – восточная часть Ненецкого автономного округа, часть Архангельской области. Распределение акций компании Русьвьетпетро произведено следующим образом: ОАО «Зарубежнефть» - 51%, КНГ «Петровьетнам» - 49 %. Петровьетнам в 2009 г. вошел официально в состав компании Русьвьетпетро. Компания создала филиалы в Республике Коми в г.Усинске, в Ненецком АО в г. Нарьян-Мар. Русьвьетпетро реализует программу освоения лицензионных участков недр на четырех блоках Центрально - Хорейверского поднятия в Ненецком автономном округе, которые включают в себя 13 месторождений. Совокупные извлекаемые запасы этих месторождений составляют около 95 млн. т нефти. К концу марта 2018 г. добыча ООО «Русьвьетпетро» достигла 20 миллионов т с начала добычи в Ненецком автономном округе. Газпром также расширил свое сотрудничество с Петровьетнамом, создав в 2010 г. совместное предприятие ООО «Газпромвьет». В 2012 г. Газпромвьет приступил к работам на Северо-Пуровском участке недр в ЯНАО Надым-Пур-Тазовского региона, доказанные запасы которого составляют порядка 60 млрд. куб. м. газа. Роснефть предложила Вьетнаму сотрудничество на шельфе Печорского моря.

Проявление арктического вектора в российско-вьетнамском сотрудничестве отражает намерения Роснефти и Газпрома сохранить прочные партнерские отношения с вьетнамской стороной, а также укрепить свои позиции в Юго-Восточной Азии.

#### Библиографический список:

1. Предприятие по добыче нефти [Электронный ресурс] // офиц. Сайт совместное Российско-Вьетнамское предприятие «Вьетсовпетро». – Режим доступа: <http://www.vietsov.com.vn/rus/pages/xnkt.aspx>.

2. Нефть и газ Вьетнама [Электронный ресурс] // инф. Портал «Нефтянка». – Режим доступа: <http://neftianka.ru/neft-i-gaz-vetnama>.
3. Падерина, Н. Мировой рынок: Нефтяная промышленность Вьетнама [Электронный ресурс] / Н. Падерина // инф. Портал «Нефтегаз» Режим доступа: <https://neftegaz.ru/analysis/view/259-Neftyanaya-promyshlennost-Vetnama>.
4. Андрианов, В. Экспертная аналитика: Вьетнамнефтегаз [Электронный ресурс]: / В. Андрианов // национальный отраслевой журнал «Нефтегазовая Вертикаль». Режим доступа: – <http://www.ngv.ru/analytics/vetnamneftegaz>.
5. Ле Хай, Винь Хынг. Нефтеперерабатывающий завод Зунгкуат: Сердце промышленности центрального Вьетнама [Электронный ресурс]: / Ле Хай, Винь Хынг // инф. Портал Нят-нам.ру Режим доступа: – <http://www.nhat-nam.ru/reportazh11.html>.

### **Особенности разработки нефтяных месторождений Арктической зоны (на примере Русского и группы Мессояхских месторождений)**

*Зенченко В.С., Степанчук К.О., Ярков Г.С., Колева Г.Ю.*

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

Острое противостояние на международной арене в нефтегазовой сфере, несмотря на заключение таких соглашений, как «ОПЕК+», обуславливает курс на дальнейшее увеличение объемов добываемой нефти. На повестку поставлена проблема извлечения углеводородных ресурсов Арктики. Россия не стала исключением. Учитывая современные условия и интересы государства, большие силы брошены на ввод в разработку арктических месторождений на территории ЯНАО, среди них два крупномасштабных проекта: освоение «группы Мессояхских месторождений» и месторождения «Русское».

Разработка и эксплуатация арктических месторождений связана с рядом осложняющих факторов: неразвитостью транспортной инфраструктуры, большой удаленностью от крупных промышленных центров и освоенных нефтепромысловых площадей, геологическим строением месторождений, осложненным вечномерзлыми горными породами, с глубиной залегания до 600 метров. Это создает серьезную экологическую проблему предотвращения разуплотнения пластов при разработке. В целом, хрупкая, самобытная природа Арктики, обладающая уникальными особенностями, ставит новые задачи перед отечественными компаниями, требующими внедрения новых эффективных и экологически безопасных технологий.

Примером конструктивных решений данных проблем являются компании АО «Тюменнефтегаз» и АО «Мессояханефтегаз».

Основным добывающим активом АО «Тюменнефтегаз» является «Русское» месторождение, сейсморазведочные работы на котором начались еще в 1966-1968 гг.[1]. Было выявлено 5 залежей: 3 газонефтяных, 2

газовых, 1 нефтяная. Суммарные запасы оценены в более чем 1,4 млрд. т углеводородного сырья. Месторождение расположено в 585 км от г. Салехард в южной части Тазовского района, относится к Русскому поднятию Пур-Тазовской нефтегазоносной области Западно-Сибирской провинции. Русское месторождение является одним из крупных в России, его извлекаемые запасы - 424,6 млн. т нефти, однако – очень сложным в разработке в силу вязкости нефти в пластовых условиях - более 200 сПЗ, нахождением ее в слабосцементированных породах-коллекторах сводных пластов с тектоническими нарушениями. Решением данных проблем безуспешно занимались еще в советское время. В 1996 году право на исследование и разработку получила компания «Русско-Реченское». Затем лицензия на Русское месторождение была переоформлена на компанию «Тюменнефтегаз», которая была поглощена «Роснефтью». В силу уникального сочетания различных усложняющих условий добыть нефть «Русского» месторождения не могли 50 лет. На сегодняшний день Русское месторождение активно осваивается. В 2017 году было пробурено 83 скважины, в том числе 3 с применением технологии «Fishbone». Эта технология позволяет повысить продуктивность скважины в 8,3 раза за счет лучшего подсоединения резервуара к стволу скважины, снижает риск загрязнения грунтовых вод. Для ликвидации осложнений при разработке и эксплуатации месторождения применяется ряд инновационных технологических решений. Для предотвращения выноса песка из слабосцементированных пород-коллекторов скважины оборудованы специальными фильтрами. Проблема растепления многолетнемерзлых пород была решена установкой термокэйсов – термоизолирующих направляющих труб обсадной колонны, позволившей уменьшить радиус растепления вокруг устьев скважин и уменьшить расстояния между скважинами до 15 метров, что дало снижение капитальных затрат на строительство и обустройство кустовых площадок.

Не менее уникальным объектом является группа Мессояхских месторождений, лицензией на разведку и разработку которых владеет АО «Мессояханефтегаз» - совместное предприятие ПАО «Газпром нефть» и ПАО «НК «Роснефть». Месторождения расположены в Тазовском районе ЯНАО на Гыданском полуострове в 340 км к северу от города Новый Уренгой. Они являются самыми северными материковыми месторождениями России. Доказанные запасы С1+С2 месторождений составляют около 472 млн. т нефти и газового конденсата, 188 млрд. м<sup>3</sup> природного и нефтяного газа.[2]

Месторождения были открыты в 1980-е гг. В 1998 г. «Заполярье-нефтегазгеология» получила лицензии на разработку Западно-Мессояхского и Восточно-Мессояхского месторождений. Цепочка длительных переподчинений привела в 2016 г. к завершению формирования компании «Мессояханефтегаз».

Проблемы разработки группы Мессояхских месторождений типичны для месторождений АЗРФ: месторождения отрезаны десятками километров тундры. Геологическое строение Мессояхских месторождений уни-



кально: нефтяные залежи осложнены мощной газовой шапкой и многолетнемерзлыми горными породами. Нефть отличается повышенной вязкостью и пониженной пластовой температурой до 8°C. [3] Для обустройства и эксплуатации стали использоваться уникальные высокотехнологические решения. С учетом фактора возможного растепления вечномерзлотных грунтов, предотвращения просадки, обвалов грунта, а в итоге - серьезных аварий вся инфраструктура была построена над поверхностью земли, на 10 м сваях, с системами термостабилизации. Многотонные объекты возвышаются над уровнем земли на 1,5-2 м. Энергообеспечение осуществлено вводом самой северной в России газотурбинной электростанции (ГТЭС) с мощностью 84 мегаватта, работающая как на природном, так и на ПНГ. ГТЭС установлена на сваях, под каждым из шести газотурбинных агрегатов - фундамент из высокопрочного бетона массой более 140 тонн, что защищает конструкцию от вибрации и обеспечивает ее стабильность на многолетнемерзлых грунтах. Для повышения коэффициента охвата разработкой более сложных вышележащих пластов были использованы горизонтальные скважины с боковыми открытыми стволами, протяженность горизонтального участка которых достигает 1 км. Увеличение коэффициента извлечения нефти достигалось за счет применения технологии мультистадийного гидроразрыва пласта. В 2017 г. из 130 построенных горизонтальных скважин, 14 скважин - с применением технологии «Fishbone». Некоторые технологии разработки трудноизвлекаемых запасов Арктики не имеют аналогов в России. Так, в 2017 на Мессояхе была построена скважина с пятью обсаженными стволами по уровню сложности TAML-3 и горизонтальная скважина с двумя пилотными и двумя боковыми стволами. В апреле 2018 года был разработан проект по утилизации ПНГ путем транспортировки и последующей закачки ПНГ с Восточной Мессояхи в газовую шапку соседнего Западно-Мессояхского месторождения, что является уникальным для нефтегазовой отрасли.

Таким образом, два данных проекта являются главными целями государства по добыче нефти и разработке новейших технологий на ближайшее десятилетие.

#### Библиографический список

1. Путь к большой нефти. Тюменнефтегаз отмечает 50-летие Русского месторождения [Электронный ресурс] // медийный портал «Рамблер». – Режим доступа: <https://finance.rambler.ru/markets/39585212-put-k-bolshoy-nefti-tyumenneftegaz-otmechaet-50-letie-russkogo-mestorozhdeniya/?updated>.
2. Кутузова, М. Северные точки роста. Добыча на месторождениях в арктической климатической зоне / М. Кутузова // Neftegaz.ru. – 2017. – № 3. – С. 14-23.
3. Лубковская, И. Мессояхская нефть: есть первый миллион! / И. Лубковская // Красный север – 2017. – № 21. – С. 20-22.

## Инновационное шарошечное долото

Игнатьев С.А., Некрасов Р.Ю.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Одним из способов бурения нефтегазоносных скважин является, забойное бурение турбинным двигателем или винтовым турбобуром. В настоящее время актуальность не утратил и роторный способ бурения. Но отличие этих способов бурения заключается в следующем:

- при бурении турбобуром частота вращений существенно изменяется с изменением нагрузки на долото и крутящего момента;
- в случае бурения ротором при постоянной частоте вращения, в широких пределах могут изменяться крутящий момент и соответственно нагрузка на долото.

А так же при бурении турбинным способом исключается вращение бурильной колонны, она воспринимает реактивный крутящий момент от забойного двигателя и выполняет роль канала для подачи бурового раствора, буровой раствор в свою очередь является гидравлической энергией на забое скважины.

Устройство турбобура изображено на рисунке 1.

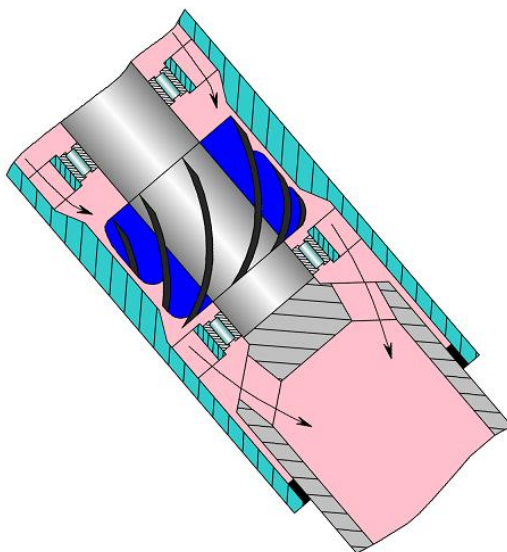


Рисунок 1.

Для самого процесса бурения на забое скважины требуется породоразрушающий инструмент, осуществляющий разбуривание горных пород. [1]

Породоразрушающий инструмент по принципу разрушения пород подразделяется на 3 основные группы:

- 1) режуще-скалывающего действия – применяется для разбуривания вязких, пластичных и малообразивных пород небольшой твёрдости;
- 2) дробяще-скалывающего действия – применяется для разбуривания неабразивных и абразивных пород средней твёрдости, твёрдых, крепких и очень крепких;

3) истирающе-режущего действия – применяется для бурения в породах средней твёрдости, а так же при чередовании высокопластичных маловязких пород с породами средней твёрдости и даже твёрдых. [1]

Породоразрушающий инструмент подразделяется по типу назначения:

- 1) при бурении сплошным забоем (без отбора керна) – буровые долота;
- 2) при бурении по кольцевому забою (с отбором керна) – бурголовки.
- 3) при выполнении специальных работ в уже пробуренной скважине (выравнивание и расширение ствола) и в обсадной колонне (разбуривание цементного камня и т. д.).

Не маловажным является разделение долот по материалам породоразрушающих элементов, а именно на 4-е основные группы:

- 1) со стальным вооружением;
- 2) с твёрдосплавным вооружением;
- 3) с алмазным вооружением;
- 4) с алмазно-твёрдосплавным вооружением.

Разработанное учеными ТИУ шарошечное долото, обладает рядом неоспоримых преимуществ перед своими аналогами. А именно, новейшую конструкцию шарошек и отличительный перечень одновременно выполняемых функций на забое скважины. [1]

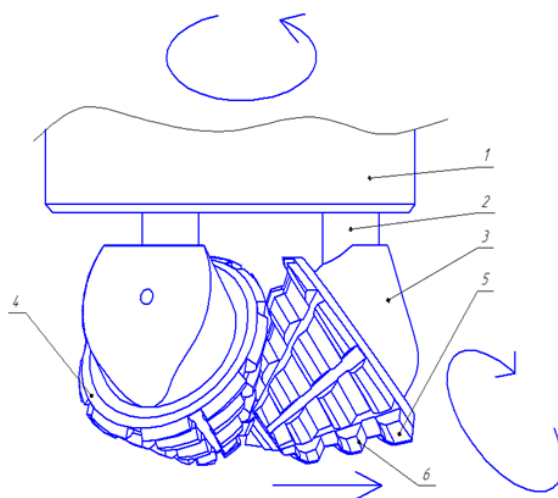


Рисунок 2.

Буровое шарошечное долото, содержащее корпус (1), лапы (2) с цапфами (3), на которые установлены шарошки (4), имеющие вооружение (5) с режущими кромками (6), расположенное по спирали. Причем при их вращении происходит перемещение режущих кромок (6) вдоль оси вращения шарошки от центра оси долота, так что одновременно с ударным воздействием вооружения производится соскабливание горной породы. Вращающееся долото внедряется в верхний слой грунта, после чего порода начинает измельчаться.

Задачей данного долота является повышение эффективности путём дополнительного воздействия на горную породу.

Технический результат долота выражается в повышении эффективности разрушения горной породы.

Требуемый результат достигается тем, что в отличие от известных видов долот, наша модель включает шарошки, рабочая часть которых образована винтовой канавкой, сделанной вокруг собственной оси таким образом, что при их вращении происходит перемещение режущей кромки вооружения вдоль оси вращения от центра оси долота, и одновременно с ударным воздействием на горную породу осуществляется её соскабливание.

Таким образом, наша модель долота в процессе бурения на забое скважины производит одновременно два воздействия на горную породу, режуще-скалывающего характера и истирающе-режущего. [2]

Данная модель шарошечного долота максимально эффективно раскрывает все свои положительные характеристики при способе бурения турбобуром. Данный способ бурения позволяет при сохранении определённой частоты вращения, выдерживать необходимый крутящий момент и соответствующую нагрузку на долото, что создаёт благоприятные условия для длительной эксплуатации.

Сочетание выбранного забойного способа бурения и инновационного шарошечного долота, значительно экономит ресурсы затрачиваемые на пробуривание скважины до требуемой глубины и время на выполнение спуско-подъёмных операций. [3]

#### Библиографический список

1. Абубакиров, В. Ф. Буровое оборудование: Справочник / В. Ф. Абубакиров, Ю. Г. Буримов, А. Н. Гноевых, А. О. Межлумов, В. Ю. Близиных. – Москва: Недра, 2003. – Т. 2. – 494 с.
2. Башкатов, А. Д. Прогрессивные технологии сооружения скважин / А. Д. Башкатов. – Москва: Недра, 2003. – 554 с.
3. Виноградов, В. Н. Долговечность буровых долот / В. Н. Виноградов, Г. М. Сорокин, – Москва: Недра, 2009. – 257 с.

### **Вероятностный подход как инструмент выявления зон остаточных запасов нефти**

*Кондратьев М.А., Азаров Е.С.*

*Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени, г. Тюмень*

Цель работы: Разработка метода построения карт вероятностей для прогнозирования расположения зон остаточных запасов нефти на примере Ловинского месторождения.

Основные этапы исследования:

- 1. Выделение факторов, теоретически взаимосвязанных с вероятностью наличия зон остаточных запасов нефти.**

Оценивается степень корреляции [1] каждого геологического параметра (проницаемости, пористости, песчанистости и т.д.) с плотностью геологических запасов и, если она недостаточно высокая, параметр исключается. Данное исследование показало, что по Ловинскому месторождению необходимо учитывать три фактора из рассматриваемого множества для вычисления вероятности наличия остаточных запасов: нефтенасыщенную толщину, значения расчлененности и песчанистости.

## 2. Учёт фактора выработки запасов нефти.

Проводится вычисление остаточных запасов нефти в зонах дренирования каждой скважины и дальнейшее определение вероятности их наличия по следующей схеме:

- построение зональных карт [2] (зон дренирования скважин) (рисунок 1);

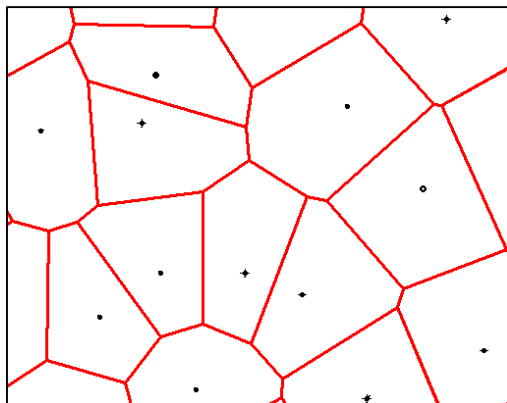


Рисунок 1. Фрагмент зональной карты

- вычисление объемов нефтенасыщенных пород в каждой зоне дренирования;

- подсчет геологических запасов в каждой зоне дренирования;

- определение извлекаемых запасов нефти в каждой зоне (произведение полученных значений геологических запасов и утвержденного коэффициента извлечения нефти);

- вычисление значения остаточных запасов нефти (разность полученных значений извлекаемых запасов и накопленной добычи нефти по каждой скважине);

- вычисление вероятности [3] наличия остаточных запасов  $P_i$  (ост) (отношение полученных значений остаточных запасов нефти к максимальному значению остаточных запасов из всей выборки значений).

## 3. Построение карт вероятностей наличия зон остаточных запасов нефти по результатам исследования.

При вычислении суммарной вероятности по всем факторам принимаются следующие допущения:

1. В зонах дренирования скважин, которые всю историю разработки месторождения находились под закачкой:  $P_i$  (Ннн) =  $P_i$  (расч) =  $P_i$  (песч) =  $P_i$  (ост) = 0.

2. В районах добывающих скважин с отрицательными значениями вероятности остаточных запасов (переотбор)  $P_i$  (ост) = 0.

По результатам вычисления всех четырех вероятностей  $P_i$  (Ннн),  $P_i$  (расч),  $P_i$  (песч) и  $P_i$  (ост) строятся карты вероятности наличия остаточных запасов нефти (рисунок 2).

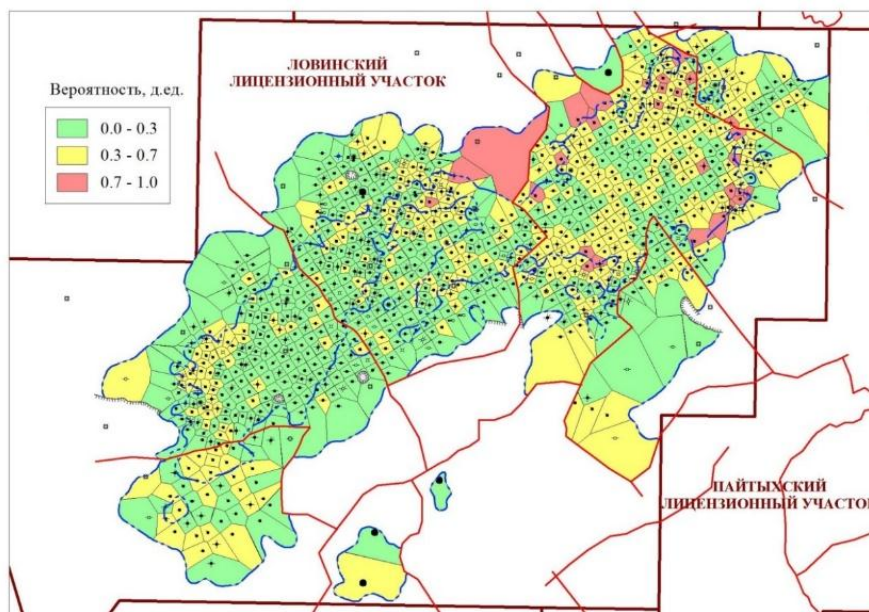


Рисунок 2. Зональная карта общей вероятности Ловинского месторождения

Для получения зон остаточных запасов нефти полученная карта общей вероятности умножается на карту начальных подвижных запасов нефти.

Полученная карта распределения остаточных запасов нефти сравнивается с картой подвижных запасов нефти, полученной путем адаптации гидродинамической модели на историю разработки.

По Ловинскому месторождению выявлено, что зоны остаточных запасов нефти, полученные на основе построения карт вероятности, хорошо коррелируются с зонами остаточных запасов нефти по результатам адаптации геолого-гидродинамических моделей (коэффициент корреляции – 0,795).

При условии, если конечным результатом поставленной задачи является получение карты наличия остаточных запасов нефти, то описанный способ построения карт вероятностей имеет ряд преимуществ:

1. Полученные карты вероятности наличия запасов имеют высокую взаимосвязь с картой текущих подвижных запасов нефти из геолого-гидродинамической модели.

2. Простота и универсальность использованного алгоритма.

3. Метод позволяет в короткие сроки с меньшими трудозатратами оценить выработку запасов и определить зоны остаточных запасов нефти.

4. Метод может быть использован как способ оперативного анализа выработки запасов нефти на месторождении, при подборе геолого-

технических мероприятий, уточнении геолого-гидродинамической модели в случае наличия выявленных несоответствий.

Опробование описанного метода планируется на других месторождениях ТПП «Урайнефтегаз».

#### Библиографический список

1. Донец, З. Г. Двухмерные случайные величины: расчет математического ожидания и коэффициента корреляции / З. Г. Донец, Ю. А. Иванова, А. А. Иванова // Международный студенческий научный вестник. – 2015. – № 3-4. – С. 461-462.

2. Карабцев, С. Н. Построение диаграммы Вороного и определение границ области в методе естественных соседей / С. Н. Карабцев, С. В. Стуколов // Вычислительные технологии. – 2008. – № 3. – С. 65-80.

3. Савельев, Л. Я. Элементарная теория вероятностей, 1: Учебное пособие / Л.Я. Савельев. – Новосибирск: Изд-во Новосиб. ун-та, 2005. – 158 с.

### **Оборудование нагнетательной скважины для одновременной добычи термальных вод и закачки их в пласт с трудноизвлекаемой нефтью**

*Леонтьев Д.С., Голозубенко Е.С., Семененко А.Ф.*

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

Предлагаемое авторами техническое решение относится к нефтедобывающей промышленности, а именно к оборудованию для нагнетательных скважин, пробуренных в пластах с трудноизвлекаемой нефтью [1].

Оборудование устанавливают следующим образом.

Спускают колонну НКТ 1 с ЭЦН 2 с кабелем (рисунок 1), указателем повреждения кабелей с глубинными датчиками для замера давления и температуры на приеме и выкиде ЭЦН 3, клапаном 4 для слива жидкости из колонны НКТ при подъеме ЭЦН, посадочным ниппелем 5, пакером механического действия 6, циркуляционным клапаном 7, пакером упорным 8 с гидравлическим якорем, посадочным ниппелем для скважинного штуцера 9, скважинными камерами 10 с клапанами для закачки термальной воды, пакером упорным 11, обратным клапаном 12, разъединителем колонны НКТ 13 и температурным компенсатором 14.

Расстояние между пакерами 8 и 11 необходимо соблюсти таким образом, чтобы пакер 11 был расположен в скважине у кровли пласта в трудноизвлекаемой нефти, а пакер 8 у подошвы пласта в трудноизвлекаемой нефти. Пакер 6 необходимо установить у кровли горизонта с термальными водами ниже по геологическому разрезу пласта с трудноизвлекаемой нефтью.

После спуска колонны НКТ 1 с оборудованием, производят распаковку пакера механического действия 6, затем пакеров упорных 8 и 11. Колонну НКТ 1 подвешивают в трубной головке фонтанной арматуры (не показано), размещенной на колонной головке. На трубной головке размещают фонтанную елку фонтанной арматуры (не показано).

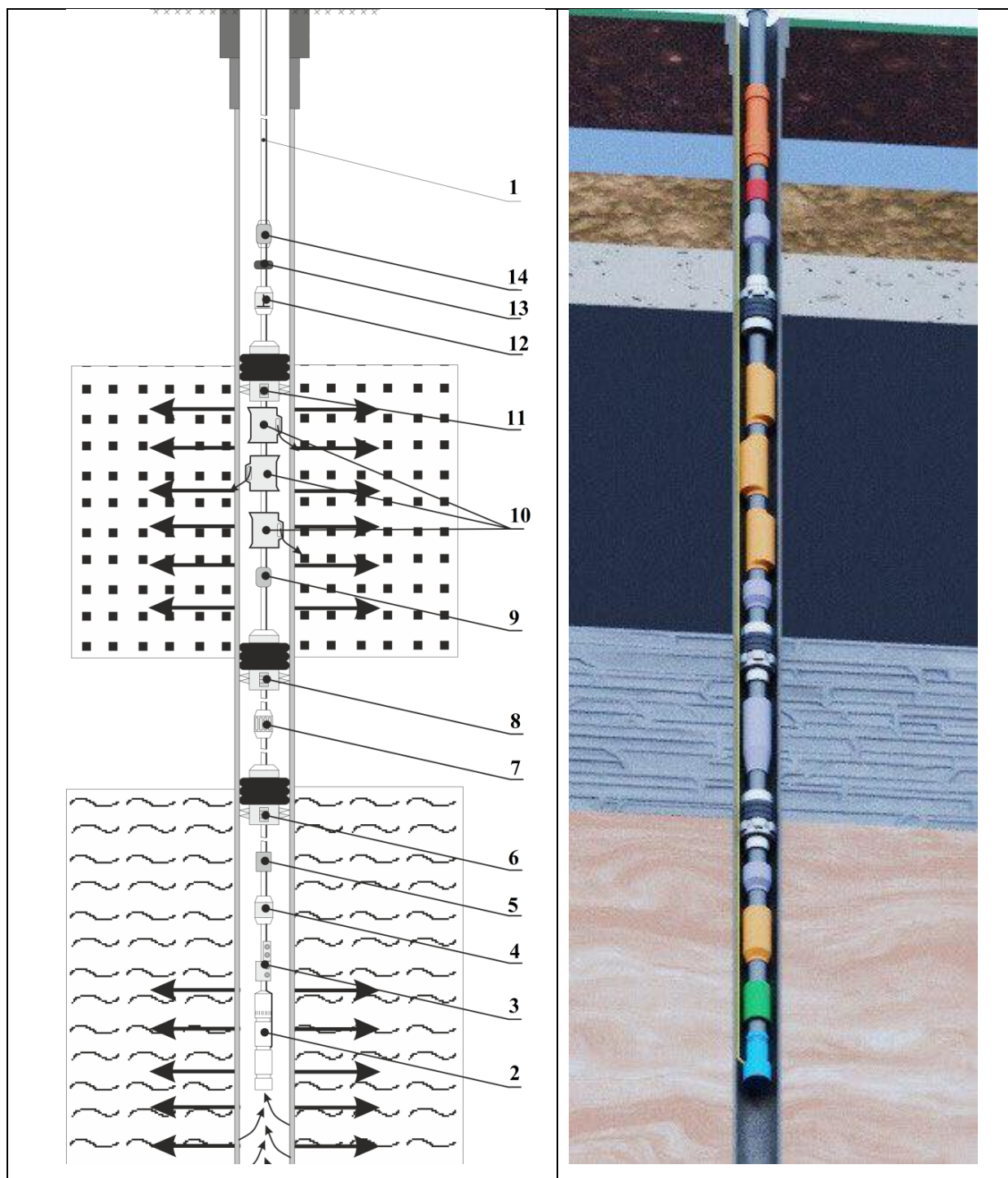


Рисунок 1. Оборудование нагнетательной скважины

- 1 – колонна насосно-компрессорных труб (НКТ); 2 – электроцентробежный насос с кабелем; 3 – указатель повреждения кабелей с глубинными датчиками для замера давления и температуры на приеме и выкиде ЭЦН; 4 – клапан для слива жидкости из колонны НКТ при подъеме ЭЦН; 5 – посадочный ниппель для установки пробок-заглушек; 6 – пакер механического действия; 7 – циркуляционный клапан; 8 – пакер упорный с гидравлическим якорем; 9 – посадочный ниппель для скважинного штуцера; 10 – комплект скважинных камер с клапанами для закачки; 11 – пакер упорный; 12 – обратный клапан; 13 – разъединитель колонны НКТ; 14 – температурный компенсатор



Далее с применением канатно-кабельной техники на проволоке в сочетании с замком, грузовой штангой, механическим яссом и соединителем спускают пробку-заглушку до посадочного ниппеля 5, устанавливают пробку-заглушку и поднимают проволоку с замком, штангой и соединителем. После этого активируют циркуляционный клапан 7 и затрубное пространство заполняют межпакерной жидкостью определенной плотности, которая будет закачиваться между пакерами 6 и 8. После закачки необходимого объема межпакерной жидкости циркуляционный клапан 7 закрывают. Затем с применением канатно-кабельной техники извлекают пробку-заглушку из посадочного ниппеля 5. Кабель ЭЦН 2 подключают к станции управления и скважину вводят в эксплуатацию. В связи с тем, что на колонне НКТ 1 в комплект внутрискважинного оборудования спущен обратный клапан 12, добываемые термальные воды не поднимаются на земную поверхность, а прокачиваются в пласт с трудноизвлекаемой нефтью через клапаны 10, тем самым прогревает горную породу, что в свою очередь снижает вязкость нефти и существенно облегчает движение последней к забоям добывающих скважин.

Предлагаемое оборудование для нагнетательных скважин позволяет использовать тепловые свойства термальных вод, расположенных ниже по геологическому разрезу пласта с трудноизвлекаемой нефтью и закачивать их в продуктивных горизонт с целью прогрева горной породы и снижения вязкости нефти, тем самым, исключая применения паротеплового оборудования, устанавливаемого на земной поверхности, а также снижает лишние энергетические затраты.

#### Библиографический список

1. Пат. 183771 РФ. E21B 33/122 (2006.01), E21B 43/24 (2006.01). Оборудование нагнетательной скважины для одновременной добычи термальных вод и закачки их в пласт с трудноизвлекаемой нефтью / Д.С. Леонтьев, Е.В. Пасынков А.Г., Клещенко И.И. и др. (РФ).– № 2017147081, заяв. 29.12.2017; Опубликовано: 02.10.2018 Бюл. № 28.

#### **Факторы, влияющие на работоспособность винтовых забойных двигателей NOV**

*Мельничук О.Н., Анашкина А.Е.*

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

Повышенная надежность забойных двигателей в комплексе с буровыми долотами передовой конструкции и телеметрическими системами (ТС) для измерений во время бурения расширяет возможности направленного бурения для компаний-операторов в дополнение к роторному способу. Общеизвестно, что эффективный забойный двигатель, соответствующий типу бу-

рового долота и горных пород, обеспечивает более высокие скорости проходки, чем достигаемые при обычном бурении роторным способом. [1]

КНБК и элементы забойного двигателя могут в течение длительного времени выдерживать усталостные нагрузки, однако во многих случаях разрушение забойных двигателей является следствием вибрационной усталости, возникшей всего лишь за один рейс. По этой причине подавление колебаний имеет важное значение для предотвращения соответствующих отказов забойных двигателей, незапланированных простоев и дорогостоящих ловильных работ.

Во время бурения могут возникать три вида колебаний [2]:

- крутильные колебания — заклинивание и проворачивание долота;
- поперечные колебания — биение долота и КНБК о стенки скважины;
- продольные колебания — подсакивание долота на забое.

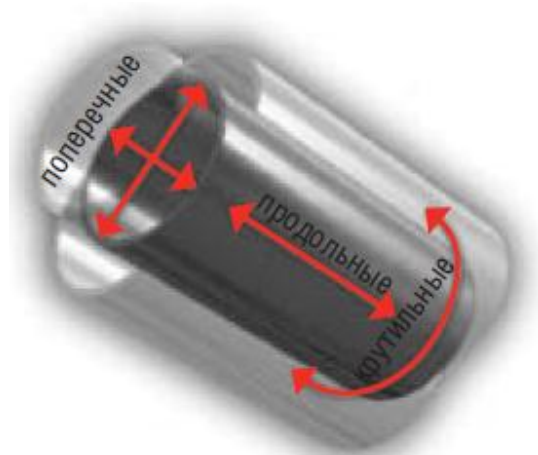


Рисунок 1. Виды колебаний компоновки буровой колонны

Если такие колебания приобретают избыточную силу, они могут значительно ухудшить показатели бурения, а в крайних случаях даже вызвать серьезные повреждения долота, двигателя и других элементов КНБК. Колебания КНБК зависят от сложного сочетания различных факторов. Для ограничения колебаний применяют оборудование для ограничения колебаний и оптимизации системы бурения, в частности, забойный регистратор динамических данных, телеметрические системы, а также программное обеспечение для моделирования динамического поведения буровой колонны VibraSCOPE™ компании NOV.

Причинами колебаний могут быть:

- Неверный подбор долота
- Недостаточная стабилизация КНБК — диаметр стабилизирующих элементов меньше, чем требуется.
- Слишком большой угол перекоса корпуса забойного двигателя.
- Извилистость и резкие перегибы ствола скважины.

- Высокая нагрузка на долото при малой частоте вращения.
- Недостаточная масса УБТ.
- Недостаточная жесткость бурильных труб и КНБК.
- Ненадлежащие режимы бурения.
- Нехватка смазки в буровом растворе.
- Литология: пропластованные породы, границы между породами, твердые и/ли абразивные пропластки, породы с высоким коэффициентом трения.

- Проработка ствола при спуске/подъеме колонны, расширение ствола, разбуривание башмаков обсадных колонн, бурение с ограничением глубины.

- Возникновение резонанса гармонических колебаний бурильной колонны.

- Породы с большими коэффициентами трения и восстановления.

- Масса КНБК слишком велика для используемых больших зенитных углов.

- Нехватка смазки в буровом растворе.

- Проработка ствола при спуске/подъеме колонны, расширение ствола, разбуривание башмаков обсадных колонн.

- Неверный выбор параметров. Выбранные параметры провоцируют возникновение резонанса осевых гармонических колебаний КНБК.

***Предлагаются следующие решения для уменьшения колебаний:***

- Снижение нагрузки на долото и увеличение частоты вращения. [3]

- Повышение массы и жесткости КНБК (при зенитных углах менее 60°).

- Использование долот PDC, в конструкции которых применяются элементы для ограничения крутящего момента.

- Моделирование КНБК с частотой вращения, которая обеспечивает стабильное поведение колонны.

- Измерение крутильных колебаний с помощью забойного регистратора

- и расчет оптимальных диапазонов частоты вращения для каждого вида породы.

- Использование бурильных труб большего диаметра для более эффективной передачи крутящего момента на КНБК и долото.

- Снижение извилистости ствола за счет уменьшения угла перекоса осей двигателя и за счет проходки более длинных интервалов в режиме бурения забойным двигателем.

- Использование в КНБК стабилизирующих элементов или роликовых расширителей для улучшения качества ствола.

- Повышение смазывающих свойств бурового раствора.

#### Библиографический список

1. Управление и контроль параметров бурения скважин винтовыми забойными двигателями : монография / М. В. Двойников [и др.]. – Белгород : ЗАО «Белгородская областная типография», 2009. – 136 с.

2. Технология бурения нефтяных и газовых скважин : учебник для студентов вузов в 5 т. – т.1. / ред. В. П. Овчинникова. – 2-е изд., перераб. и доп. – Тюмень : ТИУ, 2017. – 580 с.

### Новый подход к уточнению геологического строения залежи

Мусаев М.Н.

АО «Самотлорнефтегаз», г. Нижневартовск

С 2015 года на предприятии АО «Самотлорнефтегаз» активно реализуется программа испытаний малоамплитудных поднятий. За 3 года успешно реализованы 62 новые скважины. Основные пласты – это ЮВ1 и БВ8(1-3). Средний запускной  $Q_n$  – 151 т/сут. Накопленная добыча нефти за 3 года составила более 1 млн. тонн.

Основная проблема при реализации скважин в малоамплитудных поднятиях – высокая геологическая неопределенность. С целью максимального снятия геологических рисков предлагается новый подход к уточнению геологического строения залежи.

В настоящее время первоначальная оценка малоамплитудных поднятий производится либо оценочными скважинами с помощью зарезки бокового ствола, либо разведочным бурением (рисунок №1). При положительном результате залежь разбуривается эксплуатационным бурением (рисунок №2).

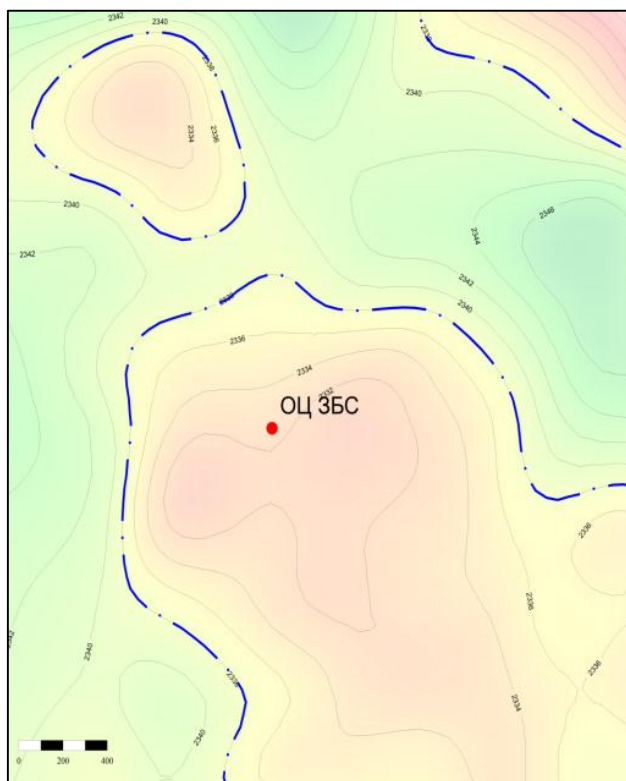


Рисунок 1. Оценка залежи, подтверждение запасов

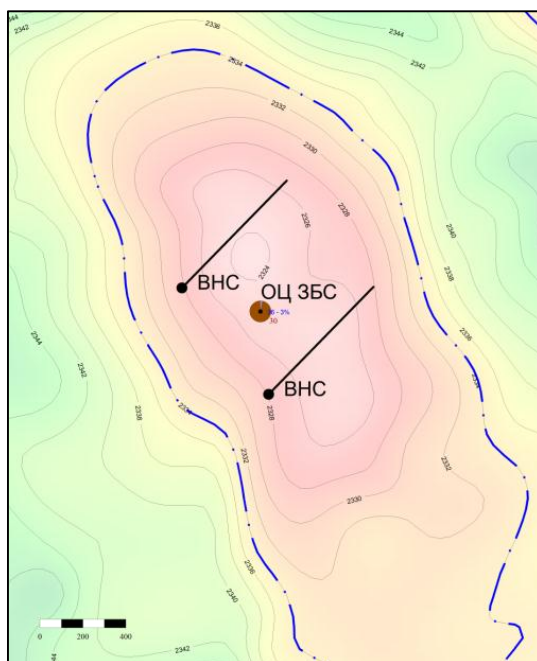


Рисунок 2. Разбуривание залежи скважинами 1 очереди

Но при реализации скважин 2 очереди возникает высокая геологическая неопределённость – нет ясности по распространению структурного плана и коллекторских свойств пласта. На текущий момент существуют несколько способов по снятию рисков.

1 способ - после бурения скважин 1 очереди выполняется реализация скважин 2 очереди (рисунок №3). Данный вариант подвержен высоким рискам, так как возможно сокращение площади залежи и скважины могут оказаться в водонасыщенной части пласта.

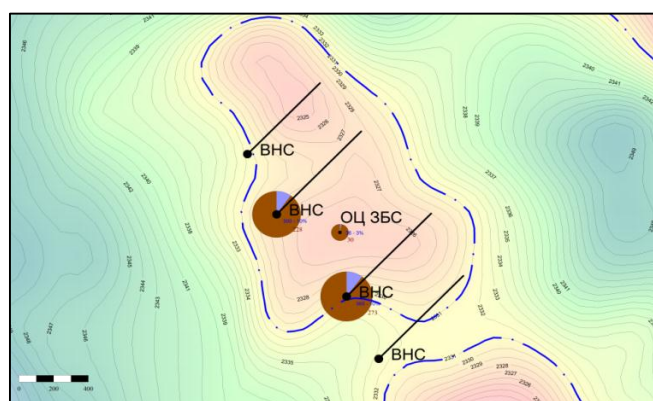


Рисунок 3.1 способ

2 способ – бурение оценочных ЗБС с целью оконтуривания залежи (рисунок №4). Данный вариант слишком затратный, так как необходимо реализация нескольких скважин. К тому же в случае неподтверждения структурного плана и коллекторских свойств пласта необходимо наличие возвратного объекта.

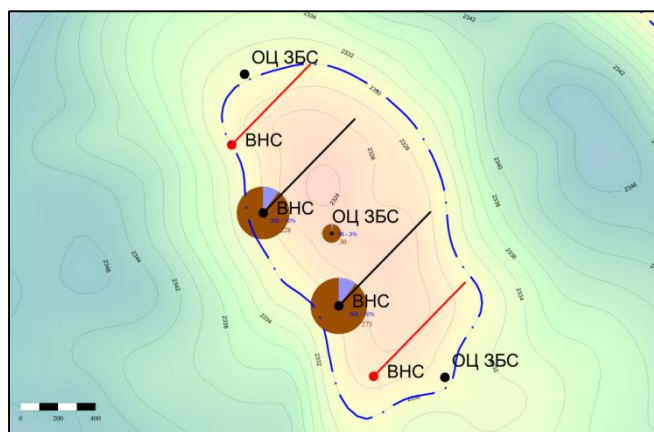


Рисунок 4. 2 способ

3 способ – бурение пилотного ствола (рисунок №5). По результату уточнения геологии с помощью пилотных стволов горизонтальный участок проводится по лучшему коллектору с минимальными рисками. Данная технология полностью себя оправдала, но

- в случае неподтверждения структурного плана необходимо наличие резервных целей;
- сроки строительства такой скважины составляет в среднем **50** суток, а затраты на бурение сопоставимы с затратами на строительство двух наклонно-направленных скважин.

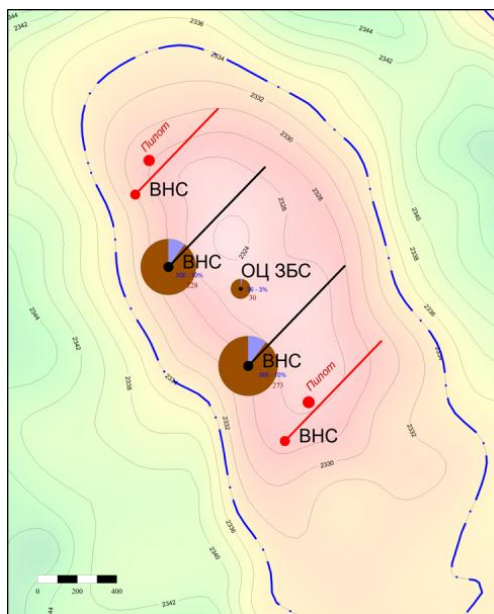


Рисунок 5. 3 способ

Альтернатива указанным вариантам – это бурение пилотного горизонтального ответвления (рисунок №6). Первоначально выполняется бурение ответвления, прописывается необходимый комплекс геофизиче-

ских исследований и далее реализуется основной ствол. К началу бурения скважин 2 очереди существует полное понимание по структурной форме залежи и коллекторских свойств пласта. Этот же подход возможно применить при бурении скважин следующей очереди для дальнейшего понимания по развитию залежи.

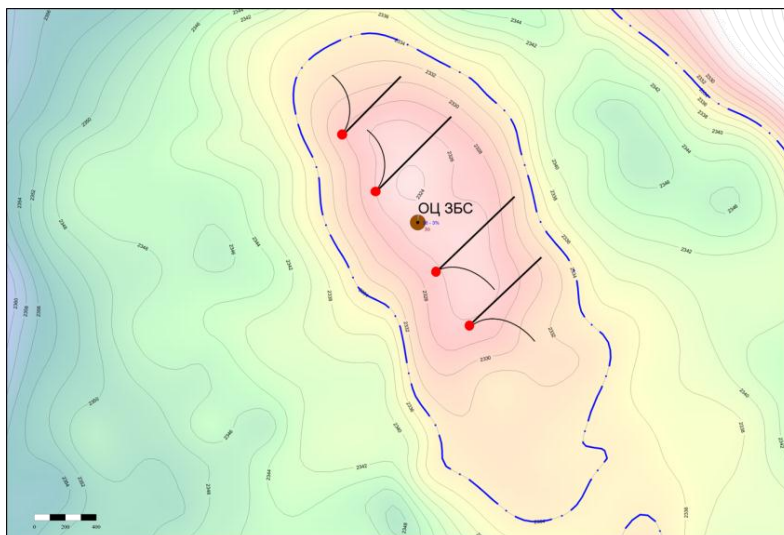


Рисунок 6. Новый подход к уточнению геологического строения залежи

Преимущества данного подхода в сравнение со стандартным пилотом очевидны:

1. Сокращение проходки (бурение из эксплуатационной колонны), что позволит сократить сроки бурения в среднем на 17 суток;
2. В случае подтверждения высоких отметок обязательная изоляция ствола не требуется - это позволит увеличить потенциал по запусковому дебиту нефти;
3. В отличие от стандартного пилота есть возможность многократного уточнения кровли пласта;
4. Возможность проанализировать изменения свойств пласта вдоль всей траектории ответвления;
5. Возможность идентифицировать геологические разломы.

### **Подбор геолого-технических мероприятий для нагнетательных скважин с учетом образования трещин авторызрыва**

*Останчук Д.А., Грачев С.И., Синцов И.А.*

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

Эффект образования в нагнетательных скважинах трещин авторызрыва при высоких давлениях нагнетания известен достаточно давно, однако и на сегодняшний день нефтяные компании зачастую не уделяют данному явлению

должное внимание. Результатом, как правило, становится либо уход нагнетаемой воды в непродуктивные зоны, либо их прорыв напрямую в добывающие скважины. По своей природе механизм разрыва породы при заводнении близок к механизму образования трещин при проведении на скважине гидроразрыва пласта (ГРП), однако, трещина авторазрыва (автоГРП) не закрепляется расклинивающим агентом и не имеет постоянной геометрической формы, изменяясь в размерах вместе с изменением давления нагнетания [1].

В данной работе выдвигается, а затем и обосновывается гипотеза о том, что наличие трещины авторазрыва в нагнетательной скважине может привести еще к одному нежелательному эффекту. Так, при анализе эффективности проведенных геолого-технических мероприятий (ГТМ) в нагнетательных скважинах трех месторождений были выявлены множественные случаи, когда мероприятия по изменению профиля приемистости имели эффект, обратный ожидаемому: в результате проведенной обработки призабойной зоны (ОПЗ) в нагнетательной скважине ее приемистость снижалась, а в результате выравнивания профиля приемистости ВПП – увеличивалась. При этом нагнетательные скважины на перечисленных месторождениях работают с давлениями, близкими к давлению разрыва. Таким образом, авторы предполагают, что непосредственной причиной проведения неэффективных ГТМ в нагнетательных скважинах может являться наличие трещины авторазрыва.

Всего на трех месторождениях было проведено 212 ОПЗ и ВПП, из которых 69 оказались с противоположным эффектом.

Стоит отметить, что из 33 вышеуказанных ГТМ 19 заключались в проведении ОПЗ, а 14 – в проведении ВПП, при этом 15 из 19 ОПЗ и 7 из 14 ВПП проведены в скважинах с трещинами авторазрыва. Также была сопоставлена эффективность проведения ГТМ в скважинах с трещиной автоГРП, ГРП и в скважинах без трещины. По результатам можно сделать вывод, что потенциальная вероятность проведения неэффективного ГТМ в скважине авторазрыва почти в два раза превышает аналогичный показатель для скважин без трещины и для скважин с проведенным ГРП.

Природа зависимости эффективности проведения ОПЗ и ВПП в скважине от наличия в ней трещины автоГРП обусловлена влиянием скин-фактора на распространение волны депрессии в прискважинной зоне пласта.

При проведении обработки призабойной зоны и выравнивания профиля приемистости и наблюдаются вышеописанные явления. Так, в результате ОПЗ скин-фактор скважины уменьшается, а после ВПП – увеличивается; аналогичным образом изменяется и давление на стенке скважины. В случае со скважинами с трещинами автоГРП принципиальным является то, как давления на стенке скважины до ГТМ и после ГТМ соотносятся с давлением разрыва породы.

Эффект, описанный в работе, позволяет более осмысленно подойти к вопросу о подборе ГТМ для нагнетательных скважин, в которых выполняется условие образования трещины авторазрыва.



## Библиографический список

1. Афанасьева, А. В. Заводнение нефтяных месторождений при высоких давлениях нагнетания [Текст]: монография / А. В. Афанасьева, А. Т. Горбунов, И. Н. Шустеф. – М.: Недра, 1975. – 216 с.

### Анализ ингибирующих свойств растворов «Мегабур»

*Паршукова Л.А.*

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

В условиях Западной Сибири с учетом того, что геологический разрез на 80–90% представлен глинами и глинодержащими породами, сохранение устойчивости стенок скважины является важнейшей задачей.

Наличие глинистых пропластков в продуктивном пласте предъявляет жесткие требования к фильтрационным характеристикам раствора, бурение пологих и горизонтальных скважин требует высоких реологических характеристик. Все это обусловило необходимость применения растворов с высокими ингибирующими свойствами, а также возможностям регулирования основных технологических параметров.

На сегодняшний день не существует единой методики, обеспечивающей стабильность стенок ствола скважины, мнения специалистов по данному вопросу различны, технологические приемы для каждого месторождения свои. В большинстве случаев положительный результат приносит повышение плотности бурового раствора и применение ингибиторов глин [1].

В работе представлены исследования различных составов буровых растворов с целью определения их ингибирующей способности. Сравнивались ингибиторы Lema CS–1(ООО «Технологические системы»), Мегабур (РВО), Мегабур (РУО) и КС1.

Мегабур (Megadril) может быть не только на водной (РВО), но и на углеводородной основе (РУО). Для проводки скважин сложной геометрии, особенно в тяжелых горно-геологических условиях, там, где требуется высочайшая стабильность бурового раствора, устойчивость к различным видам загрязнений, включая выбуренный шлам, с минимально возможным объемом фильтрации, высоким уровнем ингибирования и сохранения устойчивости стенок скважины, с максимальными смазывающими характеристиками и минимальным загрязнением малопроницаемых гидрофобных коллекторов, применяется Мегабур (РУО).

Система Мегабур (РУО) готовится с использованием низкотоксичного минерального масла и относится к классу плотных инвертных эмульсий с соотношением нефть/вода от 85/15 до 70/30 (преимуществом «плотных» эмульсий является отсутствие в фильтрате раствора водной фазы, в том числе при фильтрации в условиях высоких температур и давлений).

В качестве дисперсионной углеводородной среды используются минеральное масло, в качестве водной дисперсной фазы – 25%-ный рассол хлорида кальция (как для увеличения плотности раствора, так и для снижения активности водной фазы, то есть дополнительного ингибирования и создания необходимых реологических параметров за счет эмульсии и органофильной глины VG-PLUS). Плотность раствора регулируется в интервале 0,92 – 1,10 г/см<sup>3</sup> без использования утяжелителей (барита) [2].

Ингибирующая способность определялась по изменению степени и динамики набухания искусственно приготовленных глинистых образцов в различных средах. Анализ кривых кинетики набухания (рисунок 1) и результаты приращения объема навесок показывают, что исследуемые образцы представлены набухающими породами (набухание в водной среде 16–19%). При применении ингибиторов возможно снижение набухания до 9–10%. Набухание в среде Мегабур (РУО) отсутствует.

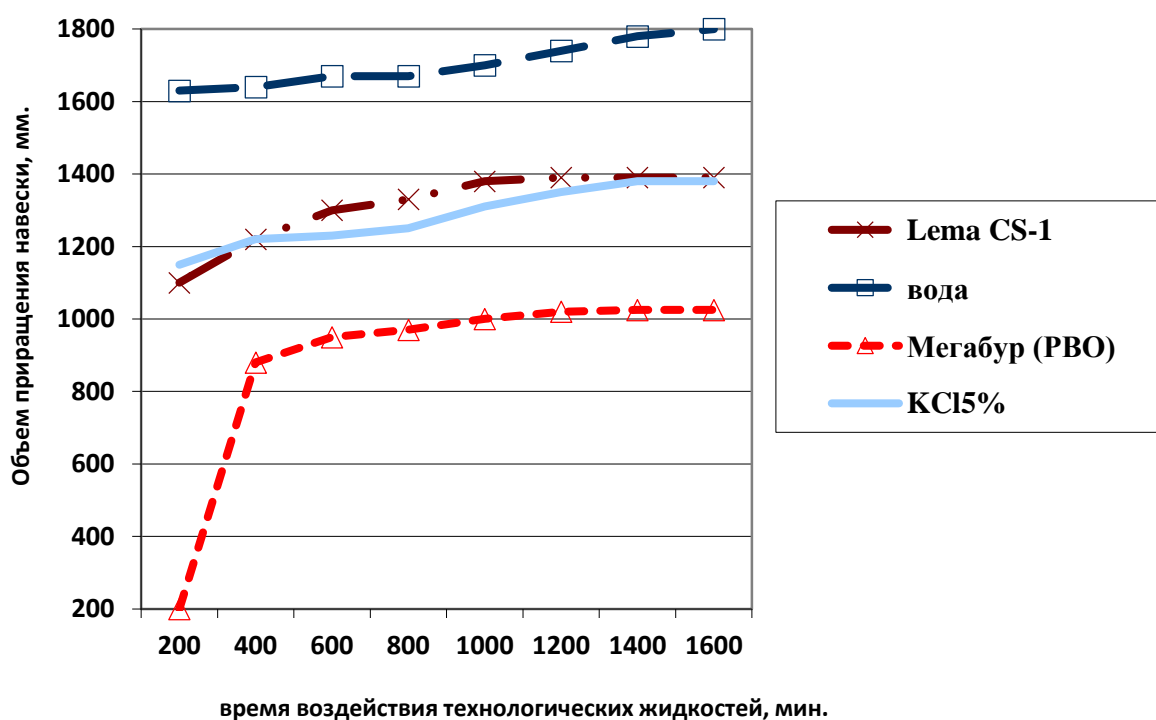


Рисунок 1. Кинетика набухания глинистых образцов в различных средах

Для исследуемых водных растворов ингибирующее действие раствора Мегабур (РВО) выше в 1,3 раза, чем у раствора КС1 и в 1,4 раза, чем у реагента Lema CS-1, что доказывает перспективность применения раствора Мегабур (РВО). Ингибирующая способность бурового раствора оценивается по величине показателя увлажняющей способности  $\Pi_0$  (м/час), которая зависит от величины показателя фильтрации, т.е. при одинаковой

концентрации ингибитора в растворе с меньшим показателем фильтрации будет уменьшаться величина скорости увлажнения.

В таблице 1 приведены количественные характеристики ингибирующей способности различных типов растворов, позволяющие сохранять устойчивость бурящегося интервала и соответственно оптимизировать состав проектируемого бурового раствора.

Таблица 1

Показатели увлажняющей способности различных типов буровых растворов

Тип и вид раствора	По, м/ч
Известковый (полимерный)	0,016
Биополимерный КСl (3 %) полимергликолевый	0,021
Полимергликолевый силикатный	0,017
Мегабур (полимерсолевой) (РВО)	0,015
Мегабур (РУО)	0,0

Проанализировав таблицу 1, отмечаем, что ингибирующая способность раствора Мегабур (РУО) в 1,5 раза выше, чем у раствора Мегабур (РВО); хорошими ингибирующими свойствами обладают известковый (полимерный) раствор, а также полимергликолевый силикатный, но их ингибирующая способность ниже, чем Мегабур (РУО) в 1,6 и 1,7 раза соответственно. Биополимерный хлоркалийевый раствор при концентрации КСl 3 % имеет ингибирующую способность в 2,1 раза меньше, чем Мегабур (РУО). Однако необходимо помнить, что не существует универсальных ингибиторов глин – для каждого вида глин с определенным химическим составом требуются различные ингибиторы, что обуславливает проведение лабораторных исследований.

Отсутствие предварительных лабораторных исследований ингибирующих способностей раствора может привести к высокому диспергированию глин, неконтролируемому повышению плотности раствора, набуханию глин, появлению расклинивающего эффекта и, следовательно, к потере устойчивости ствола скважины, а также к снижению ФЕС продуктивного пласта.

#### Библиографический список

1. Паршукова, Л. А. Опыт устранения и предупреждения осложнений, обусловленных устойчивостью стенок скважины / Л. А. Паршукова, А. В. Дерябин // Бурение и нефть. – М.: ООО «Бурение и нефть». – 2016. – № 1 – С. 28-34.
2. Хуббатов, А. А. Ингибирующие буровые растворы и устойчивость глинистых пород / А. А. Хуббатов [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 5. – С. 64-67.

## **Разработка тампонажных растворов с повышенными адгезионными характеристиками для цементирования газовых скважин**

*Попова Ж.С.<sup>1</sup>, Щербич Н.Е.<sup>1</sup>, Стрельцов Д.В.<sup>2</sup>, Хашиев И.А.<sup>3</sup>*

<sup>1</sup>*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень,*

<sup>2</sup>*ЗАО «Ермаковское предприятие по ремонту скважин»,  
г. Нижневартовск,*

<sup>3</sup>*АО «Газпромнефть», г. Ноябрьск*

Проблема качественного цементирования вертикальных, а в особенности горизонтальных скважин становится актуальной в связи с развитием технологии горизонтального бурения на истощенных месторождениях и залежах с маломощными коллекторами низкой проницаемости.

Проблема создания седиментационно-устойчивых тампонажных растворов (СУТР) при различных колебаниях рецептурно-технологических факторов и конструкционно-эксплуатационных факторов (изменения давления, расхода и температуры в процессе цементирования) теоретически мало исследована, и не сформулированы строгие критерии, которым должен отвечать создаваемый СУТР, предназначенный для работы с сокращенным временем осаждения [1].

Для цементирования газовых скважин месторождений Севера Тюменской области, исходя из условий геологоразведки и технологии тампонажирования газовых скважин, необходимы облегченные тампонажные растворы с повышенными адгезионными характеристиками камня к металлу обсадных труб [2].

На месторождениях, находящихся на последней стадии разработки, многие газоконденсатные и нефтяные скважины работают в условиях высокой обводненности, что приводит к дренированию проницаемой породы и появлению крупных каналов. Ликвидация перетоков между пластами цементным раствором не всегда эффективна, так как при наличии перепада давления вода прорывается по цементному раствору еще в период, когда он не затвердел.

Поставленная задача по повышению адгезии тампонажного камня в обсадным трубам может быть решена за счет двух технологических приемов:

- повышения химической адгезии клея, находящегося в составе тампонажных растворов;
- создания расширяющейся тампонажной композиции, которая будет повышать физическую адгезию композита к трубе и одновременно увеличивает герметичность затрубного пространства.

При проведении эксперимента использовались водоэмульсионные эпоксиуретановые композиции, предназначенные для изготовления облегченных тампонажных растворов, которые включают в свой состав следующие компоненты: оксидно-уретановый состав, отвердитель, вода, соэмульгатор, добавка снижающая водопотребление композиции, напол-

нитель – комплексная добавка для регулирования плотности, самоуплотнения композиции [3].

Предел прочности на изгиб определяли после двух суток твердения. Эксперименты с моделями на ЭВМ позволяют осуществить многовариантный анализ рецептурно-технологических решений.

Облегченные тампонажные цементные растворы седиментационно неустойчивы (расслаиваются по высоте) при растекаемости 220-250 мм как при введении пластифицирующих добавок, так и без пластифицирующих добавок. Седиментационные процессы в тампонажных растворах повышают неоднородность физико-механических характеристик цементного камня, что установлено расчетными коэффициентами вариации, которые повышаются с 4...5 % (по норме) до 35...45 % [4].

При введении ПАА исследуемого состава в систему «цемент + алюмосиликатные микросферы + вода + пластификатор» в виде водных растворов:

- оптимальный расход ПАА (на сухое вещество) составляет от 0,018 до 0,1 % от массы вяжущего;
- снижается водоотделение системы с 16 до 0 мл;
- повышается адгезия тампонажного камня к металлической трубе на 30 %;
- устраняется потеря текучести раствора, так как увеличиваются сроки схватывания раствора при росте физико-механических показателей камня.

При введении ПАА исследуемого состава в систему «цемент + алюмосиликатные микросферы + вода + пластификатор + хлорид натрия» в сухом виде:

- оптимальный расход ПАА (на сухое вещество) составляет от 0,005 до 0,01 % от массы вяжущего;
- снижается водоотделение (при растекаемости 250 мм) с 16...35 до 0 мл;
- возрастает адгезия к металлической трубе в три раза;
- при увеличении ПАА до 0,01 % снижается плотность раствора на 100...150 кг/м<sup>3</sup> за счет увеличения водопотребности (В/Ц) раствора при некотором снижении физико-механических характеристик камня. Это явление можно использовать для уменьшения расхода АСМ в тампонажные смеси.

В результате отработана технология покрытия гидрофобизирующими составами, обеспечивающая временную консервацию гидрофилизированных свойств гранул ПАА. Через заданное технологическое время происходит дезактивация защищенной поверхности и она начинает работать в композиционной системе. Эта технология позволит вводить водонабухающие полимеры без значительного увеличения водопотребности (В/Ц) цементных композиций и обеспечивает стабильную вязкость в течение всего времени закачки тампонажных растворов. Изготовлены образцы на длительные испытания деформативных свойств тампонажных камней: расширения-усадки, самоуплотнения тампонажного камня.

## Библиографический список

1. Рябоконт, С. А. Седиментационно устойчивые тампонажные составы для цементирования горизонтальных скважин / С. А. Рябоконт, М. О. Ашрафьян, Ю. В. Гринько // Нефтяное хозяйство. – 2003. – № 4. – С. 98-101.
2. Ахметов, А. А. Полимерцементные композиции для установки водоизоляционных мостов в сеноманских скважинах / А. А. Ахметов, Г. А. Киряков и др. // Нефтяное хозяйство. – 2003. – № 3. – С. 68-69.
3. Вяхирев, В. И. Облегченные и сверхлегкие тампонажные растворы / В. И. Вяхирев, В. В. Ипполитов и др. – Москва: Недра, 1999. – 180 с.
4. Пат. 2250984 Российская Федерация. Облегченный тампонажный раствор / Зозуля Г. П., Белей И. И., Тулубаев А. Б., Зозуля Е. К., Бакеев Р. А., Потехин Ф. С., Яковлев А. В., Ермолаев М. Н., Галимьянов И. Д., Казаков Е. Г.; патентообладатель Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования "Тюменский государственный нефтегазовый ун-т" (ТюмГНГУ). опубл. 05.01.2004.
5. Семененко, А. Ф. Анализ результатов исследований утяжеленных тампонажных растворов / А. Ф. Семененко, Н. Е. Щербич // Новые технологии - нефтегазовому региону: Материалы Всероссийской с международным участием научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых. – Тюмень, 2015. – С. 281-283.
6. Анашкина, А. Е. Анализ причин возникновения открытых фонтанов и ГНВП, произошедших на месторождениях севера Тюменской области за 2010-2016 гг / А. Е. Анашкина, Н. А. Аксенова, Н. В. Абрамов, Е. В. Шафорост, Д. И. Аксенов // Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирского мегабассейна (опыт, инновации) материалы десятой международной научно-технической конференции (посвященной 60-летию Тюменского индустриального университета). – Тюмень, 2016. – С. 23-26.

### **К проблеме освоения нефтегазовых проявлений на суше и море**

*Рожкова О.В., Рожков С.Ю., Овчинников В.П.*

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

Согласно концепции И. О. Янковского, Э. Хаббла, У. С. Кэри и И. Ньютона геосолитоны – космические кванты, обладающие торсионной информацией, энергией и массой [1,2,3,4], согласно ее в структуре земли формируются геосолитоновые трубки в которых протекают термодинамические процессы в газовой среде вместе с дегазацией. За счет последнего регулируется температура в недрах земли – литосфере и в криосфере, т.к. дегазация некоторых (сероводород, азот, кислород, метан, углекислый газ) сопровождается падением температуры, а водородно-гелиевая композиция газов наоборот приводит к повышению температуры. Прекращение дегазации останавливает температурные изменения.

С геосиликатной концепцией увязываются и дополняются теории происхождения углеводородов – органическая (Ломоносов М. В.) и неорганическая (Менделеев Д. И.) – локальность образования, восполнение запасов, образование нового типа нефтематеринских пород (баженитов) и т.д. [5]. В частности, например Р. М. Бембель и сотрудники его школы [3], при анализе сейсморазведочных материалов установили наличие субвертикальных столбообразных аномалий, названных ими субвертикальными зонами деструкции (СЗД). Их изучение позволило им говорить, что большинство газовых, газоконденсатных и нефтяных месторождений, в частности Западной Сибири приурочены к очагам повышенной концентрации СЗД. Другими словами нефтегазонасыщенность пласта не носит площадной характер, а имеет мозаичные расположения.

Данный вывод подтверждается и разными величинами производительности скважин. В одних скважинах производительность составляет сотни тонн сутки, а рядом стоящих – единицы. Отличается и разный состав нефтей на одном и том же месторождении, извлеченных из разных участков. Приводятся и другие показатели, подтверждающие предложенный в [3] механизм формирования углеводородов и места их скопления.

В сфере изложенного можно объяснить и механизм проявления газов на поверхностях Черного, Карского морей и предложить схему рационального и эффективного использования данного явления, которая позволяет значительно снизить затраты на освоение (разработку) месторождений и обеспечить сохранность экологической обстановки в них.

В общем виде данная схема видится в разработке:

1. Геофизических, сейсморазведочных и других методов и методик проведения исследований в целях установления очагов расположения СЗД;
2. Плана освоения месторождения с учетом локальности расположения нефтегазосодержащих коллекторов нефти, газа;
3. Технологии строительства скважины, учитывающей малоразмерный участок поступления пластового флюида и неоднозначность свойств призабойной зоны;
4. Методы обеспечения притока пластового флюида в скважину, обеспечивающего коэффициент нефте-, газоизвлечения до 75-80 % и возможность возобновления их поступления после некоторого срока остановки работы скважины из-за отсутствия притока.

#### Библиографический список

1. Ярковский, И. О. Всемирное тяготение как следствие образования весомой материи внутри небесных тел. Кинетическая гипотеза. – Москва: Типо-литография Товарищества И. Н. Кушнерев и К<sup>о</sup>, 1889. – 388 с.
2. Кэри, У. С. В поисках закономерностей развития Земли и Вселенной: История догм в науках о Земле. – М.: Мир, 1991. – 450 с.

3. Бембель, Р. М. Геосолитоны: функциональная система Земли, концепция разведки и разработки месторождений углеводородов / Р. М. Бембель, В. М. Мегеря, С. Р. Бембель. – Тюмень: Вектор Бук, 2003. – 344 с.
4. Белоусов, В. В. Основы геотектоники. – М.: Недра, 1975. – 264 с.
5. Нестеров, И. И. Теория нефтегазоаккумуляции / И. И. Нестеров, В. И. Шпильман. – М.: Недра, 1987. – 232 с.

### **Материалы для приготовления высокотемпературных тампонажных композиций**

*Рожкова О.В., Герасимов Д.С., Овчинников В.П.*

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

Известно, что камень на основе тампонажного портландцемента уже при температурах более 80 °С подвержен термодеструкции, из-за разного характера растворимости основных соединений, кристаллогидратов – оксидов кальция и кремния. Растворимость первого с повышением температуры окружающей среды снижается, растворимость второго, наоборот возрастает. В результате, образующиеся на ранних стадиях твердения высокоосновные гидросиликаты кальция со временем стремятся к фазовому переходу в более устойчивые соединения – низкоосновные гидросиликаты кальция.

Одним из решений создания термоустойчивого тампонажного материала и обеспечения цементирования обсадных колонн большой глубины в одну ступень является использование микросфер. Полые стеклянные микросферы обладают низкой и средней плотностью, малой пористостью и отношением поверхности к объему; химической стойкостью и инертностью к полимерной матрице, негорючестью; возможностью создания композитов; стабильностью свойств [1].

Также для создания качественной крепи сверхглубокой скважины в тампонажный раствор добавляют кварцевый песок [2]. Данный материал, хотя и характеризуется высокой реакционной способностью, однако ему присущи такие недостатки, как повышенная водоотдача, водоотделение и усадочные деформации тампонажного раствора, а так же в процессе его приготовления, песок часто выпадает в осадок и прокачивание раствора невозможно [2].

Микрокремнезём представляет собой отходы производства кремнийсодержащих сплавов: ферросилиция, кристаллического кремния и др. От других активных минеральных добавок высокой удельной поверхностью. Располагаясь в порах цементного камня, он способствует повышению плотности, а следовательно способствует увеличению прочности, непроницаемости и долговечности цементного камня [3].

Шлак доменный гранулированный представляет собой материал, получаемый мелким измельчением вторичных продуктов при выплавке чу-



гуна. Химический состав шлака характеризуется содержанием 30-45% CaO, 35-45% SiO<sub>2</sub>, 8-16% Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>, 6-15% MgO[4].

Зола-унос – это тонкодисперсный материал, образующийся на тепловых электростанциях в результате сжигания углей в топках котлоагрегатов и собираемый золоулавливающими устройствами[5].

Из рассмотренных материалов, учитывая их стоимость, молотый доменный шлак обладает лучшими характеристиками. Поэтому для создания термоустойчивого тампонажного материала используют композиции на основе шлаков:

Шлакопортландцемент тампонажный – цемент, вяжущей основой которого является одновременно шлак и портландцемент. Получают совместным помолом портландцементного клинкера и гранулированного шлака в количестве 30 - 60 % от самой массы портландцемента.

Исследования проводились на образцах цементного камня 50x50 мм при повышенных температурах и 40x40x160 мм при нормальных, полученных из цементного теста нормальной плотности (1650-1850 кг/м<sup>3</sup>), твердевших в среде, представленной технической водой по режиму: подъем температуры до максимального предела (75, 90, 120, 150, 200, 250 и 300 °С) в течение двух часов, выдержка в данной температуре в течение 24, 48, 72 часов, 10 и 28 суток. В таблице 1 представлены результаты этих исследований.

Молотый доменный шлак вводился в количестве: 0 %, 10 %, 20 %, 30 %, 40 %, 50 %, 60 %, 70 %, 80 %, 90 % от массы клинкера (ПЦТ I-G-CC-1), сухая смесь тщательно перемешивалась.

Таблица 1

Результаты сравнительных испытаний влияния добавки доменного шлака на физико-механические свойства цементного раствора и камня

№	Состав смеси, мас.%		Условия твердения		Плотность, кг/м <sup>3</sup>	Прочность на изгиб (2/28 суток), МПа	Нач.схв. ч-мин.
	ПЦТ I-G	Шлак доменный	T, °C	P, МПа			
3	80	20	75	10	1740	10,5/10,6	3-00
			90	10	1740	12,9/11,8	2-50
			120	30	1740	9,9/9,8	2-20
			150	50	1740	10,3/9,1	2-00
			200	70	1740	7,4/7,0	2-25
			250	70	1740	6,9/6,9	2-50
			300	70	1740	7,0/6,3	3-45
5	60	40	75	10	1740	16,2	3-45
			90	10	1740	20,1	2-45
			120	30	1740	12	1-50
			150	50	1740	9,7	1-30
			200	70	1740	12,1	2-45
			250	70	1740	12	1-50
			300	70	1740	8,6	1-30

6	50	50	75	10	1730	9,9	4-00
			90	10	1730	12	3-20
			120	30	1730	12,9	2-05
			150	50	1730	19	1-25
			200	70	1730	37,5	2-00
			250	70	1730	38,3	2-45
			300	70	1730	38,3	1-50
8	30	70	75	10	1750	9,3	4-30
			90	10	1750	9	4-00
			120	30	1750	21,3	2-25
			150	50	1750	15,6	1-55
			200	70	1750	42,0	1-45
			250	70	1750	41,8	2-25
			300	70	1750	33,9	1-35

Результаты свидетельствуют о том, что использование шлаков эффективно и целесообразно для приготовления тамонажного раствора: увеличивается реакционная способность с повышением показателей водонепроницаемости, адгезии; повышаются коррозионно-термо- и трещиностойкость за счет уплотнения и упрочнения структуры; понижены величины усадочных деформаций обусловленной явлениями контракции; имеется возможность введения дисперсных заполнителей из некондиционных силикатных материалов, химических добавок (пластификаторов, суперпластификаторов, регуляторов сроков твердения, фильтратоотдачи и фильтратоотделения, и др.) для регулирования эксплуатационных и технологических свойств.

#### Библиографический список

1. Пахарев, А. В. Пористость и проницаемость облегченных тамонажных растворов / А. В. Пахарев // Известия Томского политехнического университета [Известия ТПУ]. – 2014. – Т. 324, № 1: Науки о Земле. – С. 173-176.
2. Скобля, С. Р. Технология заканчивания скважин / С. Р. Скобля, Л. С. Поляков // Бурение и нефть. – 2013. – №1. – С. 25-27
3. Гуменюк, А. Н. Исследование сульфатостойкости цементно-песчаных тамонажных растворов в условиях пониженных температур, содержащих добавку микрокремнезема и углеродных нанотрубок / А. Н. Гуменюк, Т. Н. Иванова, Д. В. Агаев, П. А. Тайбахтина, В. В. Турчин, С. В. Сычугов // Интеллектуальные системы в производстве. – 2017. – Т. 15, № 1. – С. 99-104
4. Овчинников, В. П. Шлакопортландцементный тамонажный материал для крепления высокотемпературных скважин / В. П. Овчинников, Н. А. Аксенова, О. В. Рожкова, Т. А. Харитоновна, В. А. Федоровская // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2016. – №1. – С. 61-67.
5. Харитоновна, Т. А. Сероводород- и углекислостойкий тамонажный материал для разобщения продуктивных горизонтов с температурами более 100 °С / Т. А. Харитоновна, В. П. Овчинников // Сб. науч. тр.: «Сборник научных трудов IV Всероссийской научно-практической конференции

Западно-Сибирского общества молодых инженеров нефтяников при Тюменском государственном нефтегазовом университете». – Тюмень: ТюмГНГУ. – 2010. – С. 20-22.

### К расчету среднего удельного веса пластовых флюидов во вскрытом разрезе при открытом фонтанировании

Рябцев Е.А., Каюгин А.А.

Тюменское отделение «СургутНИПИнефть», г. Тюмень

Как известно, до вскрытия продуктивных и напорных водоносных горизонтов должен предусматриваться спуск минимум одной промежуточной колонны или кондуктора до глубины, исключающей возможность разрыва пород после полного замещения бурового раствора в скважине пластовым флюидом или смесью флюидов различных горизонтов и герметизации устья скважины [1].

Согласно «Инструкции по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин» [2], удельный вес жидкости в скважине принимается по среднему удельному весу пластовых флюидов во вскрытом разрезе. При этом порядок расчета среднего удельного веса пластовых флюидов в действующих регламентирующих документах не приводится. Чаще всего при проектировании конструкций скважин, вскрывающих несколько нефтеносных и водоносных горизонтов, расчет глубины спуска кондуктора проводят по каждому пласту в отдельности.

Очевидно, что при открытом фонтанировании последовательно будут подключаться все вскрытые пласты, в том числе имеющиеся водоносные. При этом скважина будет заполнена смесью пластовых флюидов разных горизонтов (рисунок 1).

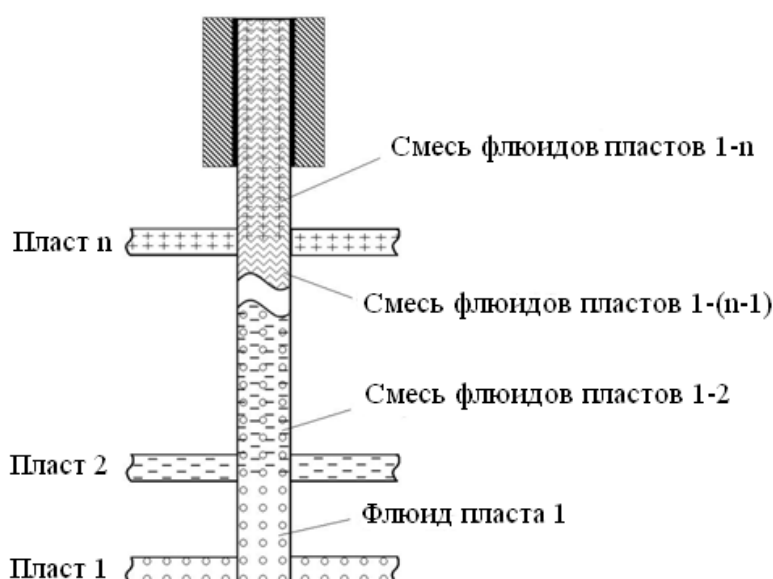


Рисунок 1. Расчетная схема

Удельный вес смеси флюидов, располагающейся между кровлями пластов с номерами  $i$  и  $i + 1$  при открытом фонтанировании,  $\text{Н/м}^3$ , рассчитывается по формуле:

$$\gamma_{\text{см}(i)} = \varphi_i \cdot \gamma_i + (1 - \varphi_i) \cdot \gamma_{\text{см}(i-1)}, \quad (1)$$

где  $\varphi_i$  – объемная доля флюида  $i$ -того горизонта в смеси с номером  $i$ .

$\gamma_i$  – удельный вес пластового флюида  $i$ -того пласта,  $\text{Н/м}^3$ .

При этом  $\gamma_{\text{см}(1)} = \gamma_1$ .

Гидростатическое давление на середину пласта с номером  $n$ , МПа, рассчитывается по формуле:

$$P_{\text{гст}(n)} = 10^{-6} \cdot \gamma_{\text{см}(n)} \cdot L_n. \quad (2)$$

где  $L_n$  – глубина середины пласта с номером  $n$ , м;

Гидростатическое давление на середину пласта с номером  $i$  (от  $n - 1$  до 1), МПа:

$$P_{\text{гст}(i)} = P_{\text{гст}(i+1)} + 10^{-6} \cdot \gamma_{\text{см}(i)} \cdot (L_i - L_{i+1}). \quad (3)$$

Депрессия на  $i$ -тый пласт, МПа, определяется по разности пластового  $P_{\text{пл}(i)}$  и гидростатического  $P_{\text{гст}(i)}$  давлений:

$$\Delta P_i = P_{\text{пл}(i)} - P_{\text{гст}(i)}. \quad (4)$$

Суммарный дебит смеси флюидов в интервале между серединами двух соседних пластов или между серединой пласта с номером  $n$  и устьем скважины,  $\text{м}^3/\text{сут}$ , рассчитывается по формуле:

$$Q_{\text{см}(i)} = Q_{\text{см}(i-1)} + \Delta P_i \cdot \eta_i. \quad (5)$$

где  $\eta_i$  – коэффициент продуктивности  $i$ -того пласта,  $\text{м}^3/\text{сут}/\text{МПа}$ ;

Для расчета состава смеси флюидов в каждом интервале необходимо решить относительно  $\varphi_i$  систему из  $n - 1$  нелинейных уравнений вида:

$$\frac{1 - \varphi_i}{\varphi_i} = \frac{Q_{\text{см}(i-1)}}{\Delta P_i \cdot \eta_i}, \quad (6)$$

Величины  $\varphi_i$  рассчитываются численными методами после подстановки в (6) уравнений (1)–(5).

Средний удельный вес пластовых флюидов во вскрытом разрезе,  $\text{Н/м}^3$ , рассчитывается по формуле:

$$\gamma_{\text{в}} = 10^6 \cdot P_{\text{гст}(1)} / L_1. \quad (7)$$

Для примера проведем расчет глубины спуска кондуктора для одного месторождения Сургутского свода Западной Сибири в соответствии с [2]. Исходные данные для расчета представлены в таблице 1.

Если при фонтанировании весь ствол заполнен флюидом пласта 1 с удельным весом  $7387 \text{ Н/м}^3$ , расчетная глубина спуска кондуктора составит 1270 м. Если при фонтанировании будут работать все три пласта, и сква-

жина заполнится смесью пластовых флюидов, то согласно представленной выше методике расчета, средний удельный вес жидкости в скважине составит  $8660 \text{ Н/м}^3$ . При этом расчетная глубина спуска кондуктора составит 501 м, но для перекрытия неустойчивой люлинворской свиты целесообразно проводить спуск кондуктора на глубину 750 м.

Таблица 1

Исходные данные для расчета средней плотности флюидов в скважине

Номер пласта в расчете	Глубина середины пласта по вертикали ( $L_i$ ), м	Пластовое давление ( $P_{пл(i)}$ ), МПа	Плотность флюида в пластовых условиях, $\text{кг/м}^3$	Удельный вес флюида в пластовых условиях, ( $\gamma_i$ ), $\text{Н/м}^3$	Коэффициент продуктивности, ( $\eta_i$ ), $\text{м}^3/\text{сут/МПа}$
1	3141	31	753	7387	0,44
2	2647	26,1	803	7877	4,57
3	1463	14,5	1012	9928	700

Таким образом, учет работы всех вскрытых пластов в случае открытого фонтанирования позволяет уменьшить глубину спуска кондуктора на 520 м, существенно снизив затраты на строительство скважины, при этом выполняются все требования [1] и [2].

#### Библиографический список

1. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности: Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности: утв. Ростехнадзором России 12.03.2013 // Бюллетень нормативных актов федеральных органов исполнительной власти. – 2013. – 17.июн – № 24.
2. Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин. – М: АООТ ВНИИТнефть, 1997 – 194 с.

### Комплексный анализ разработки на примере одного из объектов месторождений Западной Сибири

*Семенов С.В.*

*Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть»  
в г. Тюмени, г. Тюмень*

подавляющее большинство крупных и средних нефтяных месторождений в Западной Сибири вступило в заключительную стадию разработки. Крупные высокопродуктивные объекты групп АВ и БВ разбурены, отбор от начальных запасов превышает 80 %, добывающие скважины работают с обводненностью от 80 до 95 %. В сложившейся ситуации одним из основных направлений поддержания уровня добычи нефти является проведение мероприятий, направленных на довыработку остаточных запасов.

Применяемый подход основан на анализе текущего состояния, выработки запасов, реализуемой системы разработки, режимов эксплуатации скважин, на текущем представлении о геологическом строении объекта.

Объект одного из месторождений имеет длительную историю разработки, начиная с 1979 года. На текущую дату отобрано 85 % от начальных извлекаемых запасов, при обводненности 96 %. В действующем фонде находятся 452 добывающих и 206 нагнетательных скважин, при перебывавшем 1470 и 526 ед. соответственно.

Для анализа реализуемой системы разработки и выработки запасов нефти, объект был разделен на 38 блоков. Наиболее влияющими параметрами на величину текущего КИН оказались: прокачка, плотность сетки скважин и начальная плотность запасов (рисунок 1).

На объекте существует потенциал для оптимизации системы разработки и увеличения добычи по разбуренной зоне. В целом, анализ выработки запасов по блокам подтверждает необходимость реализации плотных сеток скважин и высоких значений прокачки.

Для оценки доли эффективной закачки в общем объеме, по каждому блоку выполнен расчет по формуле материального баланса (рисунок 2), который показал, что объем эффективной закачки в целом по объекту составляет 89 %.

На основании комплексного анализа всех блоков объекта выявлены основные зависимости выработки запасов от эффективности системы поддержания пластового давления. Намечены перспективы под геолого-технические мероприятия на нагнетательном фонде (рисунок 3).

Дальнейшая программа оптимизации системы разработки объекта по группам блоков, в ближайшее время, должна включать следующее:

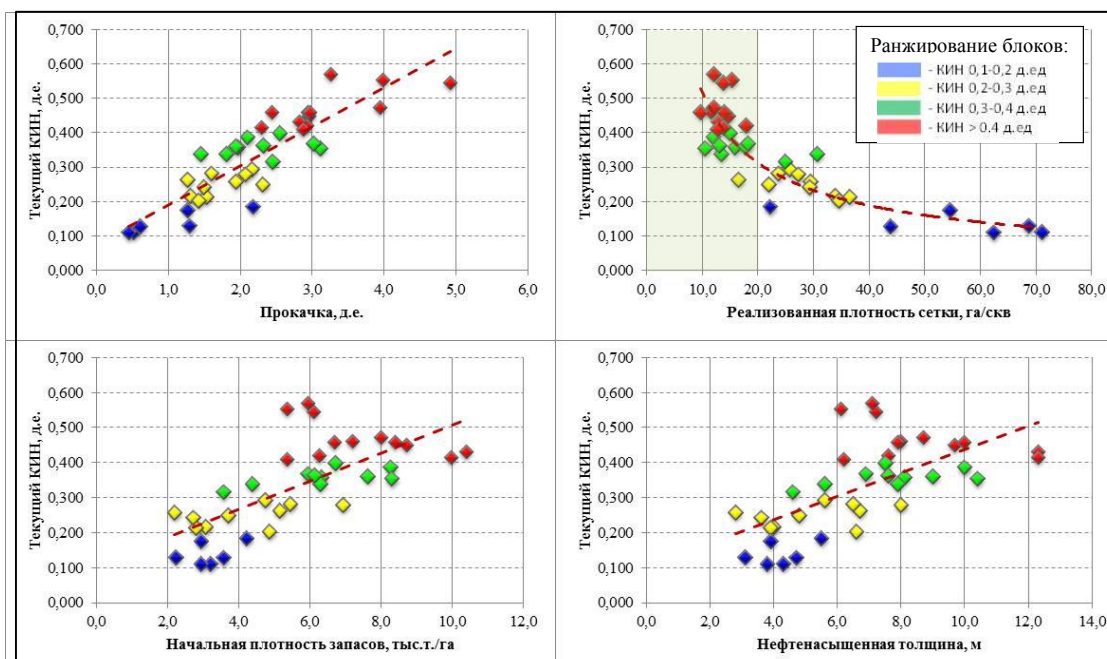


Рисунок 1. Распределение показателей выработки запасов по блокам

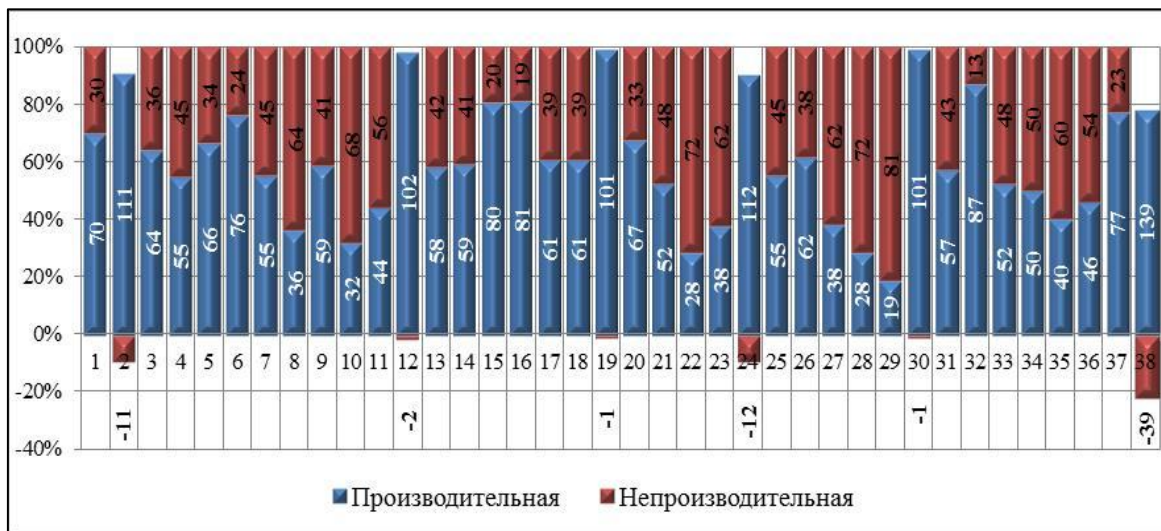


Рисунок 2. Процент непроизводительной закачки по блокам

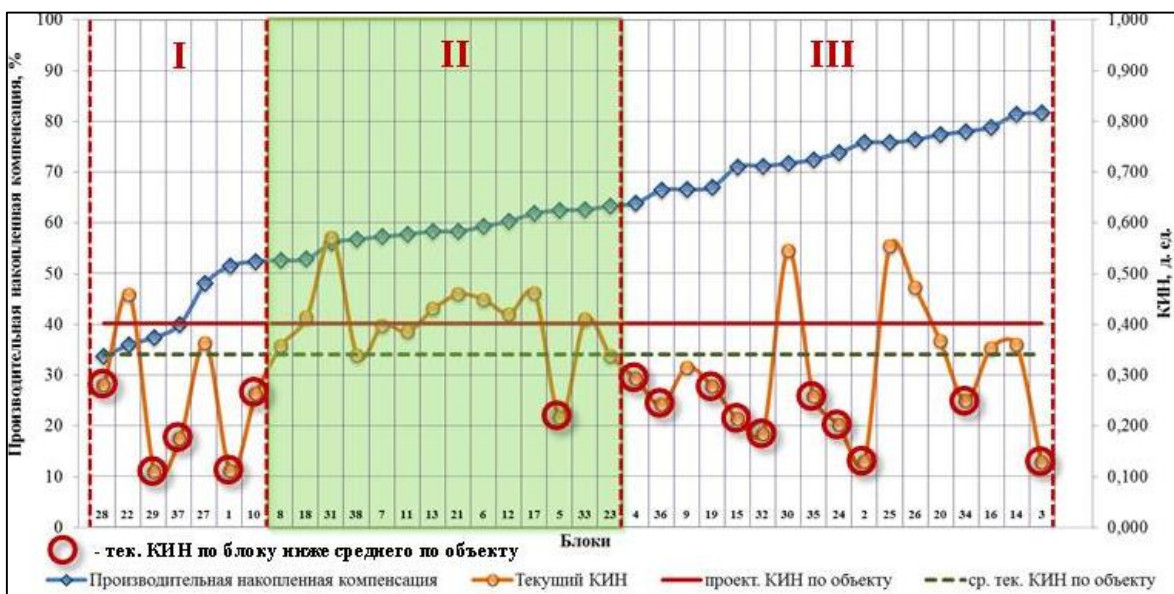


Рисунок 3. Распределение показателей по эксплуатационным блокам

I группа: выделение участков локализации остаточных запасов; организация блочно-замкнутой системы или очагов заводнения, формирование зон стягивания; вывод скважин из неработающих категорий.

II группа: проведение физико-химических методов увеличения нефтеотдачи и нестационарного заводнения для изменения фильтрационных потоков, точечное восстановление системы заводнения для решения поставленных задач.

III группа: выделение участков наибольшей локализации остаточных запасов; восстановление блочно-замкнутой системы и очагов заводнения, формирование зон стягивания; сокращение непроизводительной закачки; вывод скважин из неработающих категорий.

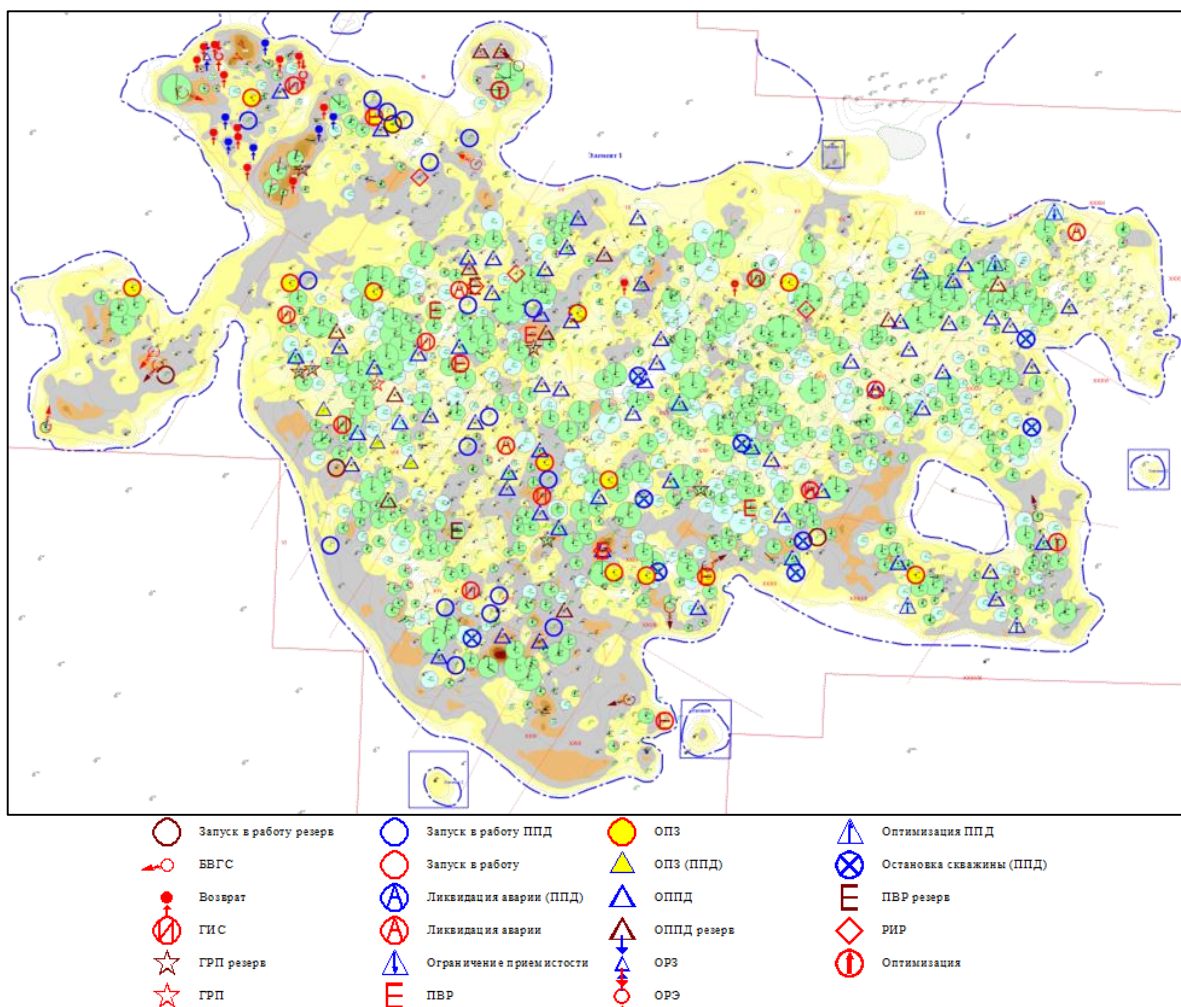


Рисунок 4. Программа мероприятий на среднесрочную перспективу

По результатам проведенного анализа подготовлена адресная программа геолого-технических мероприятий на среднесрочную перспективу (рисунок 4).

**Формирование оптимального варианта разработки в условиях геологической неопределенности объекта с применением вероятностного подхода на примере северной части объекта БВ7 Южно-Выинтойского месторождения**

*Сенцов А.Ю., Полякова Н.С.*

*Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени, г. Тюмень*

Большинство месторождений Западной Сибири введены в эксплуатацию в 70-90 годы прошлого века. Основная часть запасов выработана. При этом, неразбуренными остаются краевые зоны, характеризующиеся высокой неопределенностью.



В работе предлагается использование вероятностного подхода при формировании наиболее эффективной стратегии разработки неразбуренных участков на разрабатываемых месторождениях [1-3].

Суть данного подхода заключается в том, что для принятия конкретных решений о бурении новых скважин на отдельных участках залежей использовать не утвержденную детерминированную, а многовариантную основу.

В вариативных моделях используется не единственная, фиксированная оценка параметров, от которых напрямую зависит объем нефтенасыщенных пород и добыча углеводородов, а вариативность их значений. Соответственно и величина запасов, и величина добычи оценивается диапазоном возможных значений.

Учитывая, что разрабатываемые месторождения имеют высокую геологическую изученность, вариативность моделей основана на учете неопределенностей входных параметров, путем «нормирования на факт». Суть принципа «нормирования на факт» заключается в переносе на неразбуренные зоны основных геологических характеристик, присущих разбуренному участку.

На участках предполагаемого эксплуатационного бурения производят оценку и выбор геологических характеристик, максимально влияющих на локализацию запасов. Путем варьирования значений каждой из выбранных геологических характеристик, от минимума до максимума, в известном диапазоне создаются различные варианты геолого-гидродинамических моделей – оптимистическая, базовая и пессимистическая [4, 5].

Далее формируются варианты разработки участков, предполагающие применение различных систем разработки, конструкций скважин и методов повышения нефтеотдачи.

После выполнения расчета технологических показателей вариантов выбирают варианты с максимальной добычей углеводородов и наибольшей устойчивостью к изменениям геологической основы. По выбранным вариантам выполняют экономическую оценку, на основе которой выбирают рекомендуемый вариант разработки.

Предложенный подход ко вводу в разработку неразбуренных участков был применен на Южно-Выинтойском месторождении при планировании бурения северной части объекта разработки БВ<sub>7</sub>. Объект разрабатывается с 1997 года по обращенной семиточечной системе заводнения с переходом на избирательную, расстояние между скважинами – 550 м.

В процессе разработки объекта БВ<sub>7</sub> столкнулись с низкой эффективностью наклонно-направленных скважин (ННС), что было обусловлено более сложным геологическим строением пласта, чем ожидалось: клиноформное строение, неоднородность и прерывистость коллектора, ухудшенные фильтрационно-емкостные свойства, наличие вышерасположенного водонасыщенного пласта БВ<sub>6</sub>.

В связи с низкой продуктивностью ННС принято решение по бурению горизонтальных скважин с многостадийным гидравлическим разрывом пласта (ГС с МГРП). Кратность дебитов ГС относительно окружающих ННС составляла порядка 2-2,4 ед., но по ряду скважин отмечался прорыв трещины ГРП в водонасыщенный пласт БВ<sub>6</sub>. Что предопределило необходимость дальнейшего поиска оптимального варианта разбуривания объекта.

Учитывая геологические особенности объекта и фактические результаты работы скважин, для определения наиболее эффективного варианта разработки участка сформировано восемь вариантов размещения проектного фонда скважин.

Выбор наиболее оптимального варианта разработки производился по следующему алгоритму, на основе трех геологических моделей (Р10, Р50, Р90):

1. Расчет вариантов с применением геолого-гидродинамических моделей (ГГДМ) (геологическая основа Р50).
2. Экономическая оценка вариантов, выбор наилучших вариантов.
3. Расчет выбранных наилучших вариантов с применением ГГДМ (геологическая основа Р90).
4. Определение наиболее уверенных скважин методом схождения по двум моделям (Р50 и Р90).
5. Экономическая оценка вариантов (геологическая основа Р90).
6. Выбор наиболее устойчивого варианта.
7. Формирование итогового варианта разработки. Определение независимого и зависимого фондов по каждой кустовой площадке.
8. Формирование очередности бурения.

Таким образом, применение вероятностного подхода позволило сформировать вариант разработки, который не только устойчив к геологическим и технологическим рискам, но и по результату гидродинамического моделирования отмечается превышение утвержденного коэффициента нефтеизвлечения с 0,309 до 0,320 доли ед. на северной части объекта БВ<sub>7</sub>, планируемой к разработке. При этом, данный участок является краевым и имеет ухудшенные фильтрационно-емкостные свойства коллектора, относительно центральной части объекта.

#### Библиографический список

1. Сенцов, А. Ю. От оценки геологической неопределенности к стратегии разбуривания участка (опыт применения подхода при планировании бурения на пласты АВ<sub>1-2</sub> Нивагальского месторождения) / А. Ю. Сенцов, О. В. Крамар, Е. И. Овчинникова, С. В. Арефьев // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2014 – № 10. – С. 50-58.
2. Выбор стратегии разбуривания объекта на основе вероятностного подхода / А. Ю. Сенцов, О. В. Крамар, И. Ю. Черкасова, С. А. Тимофеева [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2016 – № 8 – С. 31-35.

3. Муслимов, Р. Х. Организация инновационного проектирования разработки нефтяных месторождений на поздней стадии как средство модернизации управления отраслью / Р. Х. Муслимов, Ю. А. Волков // Нефть. Газ. Новации. – 2014. – № 4. – С. 12-18.

4. Мелехова, Е. И. Оценка неопределенности и геологических рисков в районе нового бурения 2013-2014 гг. по актуальной модели (пласты АВ<sub>1</sub><sup>3</sup>-АВ<sub>2</sub>, Нивагальское месторождение ТПП «Покачевнефтегаз») / Е. И. Мелехова // Сб. мат-лов XIII конф. молодых специалистов, работающих в организациях, осуществляющих деятельность, связанную с использованием участков недр на территории ХМАО-Югры. – Новосибирск: Параллель, 2013. – С. 34-38.

5. Черкас, Е. О. Определение рисков при бурении скважин и учет неопределенностей геологических моделей (на примере Ванкорского месторождения) / Е. О. Черкас, Д. А. Антоненко, П. В. Ставинский // Науч.-техн. Вестник ОАО «НК Роснефть». – 2008. – № 3. – С. 6-10.

#### **Моделирование состава пластовой воды для организации исследований по химическому заводнению**

*Турнаева Е.А.<sup>1</sup>, Третьяков Н.Ю.<sup>2</sup>, Паничева Л.П.<sup>2</sup>, Адаховский Д.С.<sup>2</sup>, Сидоровская Е.А.<sup>2</sup>*

<sup>1</sup>Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень,

<sup>2</sup>Тюменский государственный университет, г. Тюмень

В настоящее время разработка основной части нефтяных месторождений осуществляется посредством заводнения пластов, в том числе с применением поверхностно-активных веществ, полимерного заводнения, мицеллярного заводнения и т.д. (химические методы увеличения нефтеотдачи) [1]. В связи с этим большую актуальность приобретает проблема подготовки составов для химического заводнения на пластовых водах без организации водоподготовки. Это приводит к необходимости создания искусственных пластовых вод (ИПВ), дающих имитацию ключевых свойств природных вод [2].

При создании ИПВ учитывается химический состав вод. Существует несколько подходов к химической классификации подземных вод. В нефтегазовой гидрогеологии наиболее часто используются классификации Ч. Пальмера [3,4], О.А. Алекина [4] и В.А. Сулина [4].

По классификации Сулина исследуемые нефтяные месторождения Западной Сибири характеризуются наличием хлоридно-кальциевого типа пластовых вод, также имеются воды гидрокарбонатно-натриевого типа. По классификации Алекина, все воды относятся к хлоридно-натриевым водам I, II, III типов. Согласно классификации Пальмера воды относятся к I и III типам, что характеризует их как мягкие щелочные воды и воды с постоян-

ной жёсткостью. В ходе исследований было обнаружено, что воды месторождений Западной Сибири склонны к выделению карбонатных отложений, что подтверждается индексом Ланжелье [5].

Характеристики пластовой воды одного месторождения могут изменяться в достаточно широких пределах, поэтому при создании ИПВ необходим выбор усредненных значений показателей, дающий во всем интервале концентраций хорошую корреляцию свойств комбинированного состава для ПАВ – полимерного заводнения. Исследуемые пластовые воды имеют значения общей минерализации (TDS) от 10 до 28 г/дм<sup>3</sup>; жесткости от 10 до 90 мг-экв/дм<sup>3</sup> и концентрацию гидрокарбонатов от 70 до 1000 мг/дм<sup>3</sup>. Данный состав в большинстве случаев характеризует достаточно агрессивные воды, которые при извлечении из пласта дают осадкообразование (рисунок 1а), обусловленное совместным присутствием ионов жесткости и гидрокарбонат ионов. Уменьшение осадка достигается добавкой ингибиторов солеотложения в состав раствора комбинированного ПАВ и полимера (рисунок 1б).

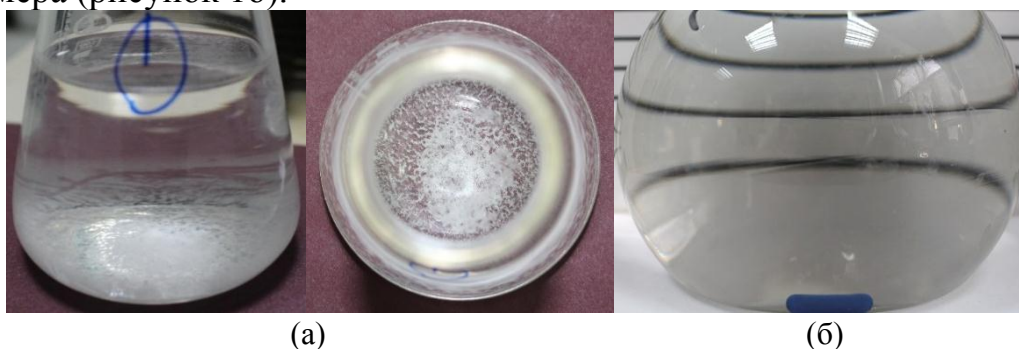


Рисунок 1. Осадкообразование при отстаивании ИПВ (а) и оценка растворимости ИПВ при добавлении ингибитора солеотложений (б)

Определяющими характеристиками в исследовании, направленном на подготовку состава вод для приготовления ПАВ-полимерного раствора, являются жёсткость, общая минерализация, количество гидрокарбонатов. Для исследования были сформированы составы, близкие к характеристикам нескольких месторождений: вода с жесткостью 8 мг-экв/дм<sup>3</sup> с содержанием 900 мг/л гидрокарбоната натрия (с TDS 13,2 г/дм<sup>3</sup>); вода с жесткостью 16 мг-экв/дм<sup>3</sup> с содержанием 840 мг/л гидрокарбоната натрия (с TDS 16,9 г/дм<sup>3</sup>); вода с жесткостью 16 мг-экв/дм<sup>3</sup> с содержанием 500 мг/л гидрокарбоната натрия (с TDS 17,2 г/дм<sup>3</sup>); вода с жесткостью 32 мг-экв/дм<sup>3</sup> с содержанием 420 мг/л гидрокарбоната натрия (с TDS 14,7 г/дм<sup>3</sup>); вода с жесткостью 45 мг-экв/дм<sup>3</sup> с содержанием 826 мг/л гидрокарбоната натрия (с TDS 18,4 г/дм<sup>3</sup>); вода с жесткостью 67 мг-экв/дм<sup>3</sup> с содержанием 168 мг/л гидрокарбоната натрия (с TDS 20,5 г/дм<sup>3</sup>).

Исходные данные, полученные при анализе пластовых вод месторождений, дают содержание только основных ионов, расчетное связывание которых приводит к дисбалансу катионов и анионов. При сохранении за-

данной минерализации и жесткости для создания баланса катионов и анионов, была составлена программа, позволяющая рассчитать состав солей ИПВ, максимально приближенный к аналитическим данным, в том числе с сохранением соотношения Ca/Mg (рисунок 2, таблица 1,2).

Содержание в воде ионов: мг/л						Минерализация г/л	Жесткость, мг-экв/л		
Cl <sup>-</sup>	(HCO <sub>3</sub> ) <sup>-</sup>	(CO <sub>3</sub> ) <sup>2-</sup>	(Ca) <sup>2+</sup>	(Mg) <sup>2+</sup>	Na <sup>+</sup> +K <sup>+</sup>		(Ca) <sup>2+</sup>	(Mg) <sup>2+</sup>	
8700	305	0	581	36	5045	15	32,05	29,05	3

Рисунок 2. Данные ионного состава пластовой воды месторождения Западной Сибири

Таблица 1

Пример расчета ИПВ

	Cl <sup>-</sup>	(HCO <sub>3</sub> ) <sup>-</sup>	(CO <sub>3</sub> ) <sup>2-</sup>	(Ca) <sup>2+</sup>	(Mg) <sup>2+</sup>	Na <sup>+</sup> +K <sup>+</sup>	Na <sup>+</sup>	K <sup>+</sup>
Молярная масса компонента	г/моль	35,5	61	60	40	24	23	40
Содержание ионов воде	моль/л	0,2451	0,0050	0	0,0145	0,0015	0,2193	0,1261
Содержание экв-ионов	моль/л	0,2451	0,0050	0	0,0291	0,0030	0,2193	0,1261
Сумма экв катионов (Na-K)	моль/л				0,2514	-	0,1582	
Сумма экв анионов	моль/л	0,2501						
Экв-катионы без Na+K и (Na+K)					0,0321		0,2180	
Доля Na/K	%						98,58%	1,42%
Содержание Na отдельно K	моль/л						0,2149	0,0031

Таблица 2

Итоговый состав модельной воды

Химический состав	M, г/моль	C, моль/л	W, г/л
NaCl	58,5	0,2099	12,2801
KCl	74,5	0,0031	0,2313
MgCl <sub>2</sub> * 6H <sub>2</sub> O	203	0,0015	0,3045
CaCl <sub>2</sub>	111	0,0145	1,6123
NaHCO <sub>3</sub>	84	0,0050	0,4200

Искусственные пластовые воды, состав которых позволяет воспроизвести свойства природных, дают возможность более эффективно осуществлять подбор ПАВ – полимерного комплекса для конкретного месторождения.

Библиографический список

1. Husein, N. Enhanced oil recovery by alkaline-surfactant-polymer alternating with waterflooding / N. Husein, M. H. Yunan, I. Ismail, W. R. W. Sulaiman, N. V. Boyou // Chemical Engineering Transactions. – 2018. – №63. – P. 823-828.

2. Dehkordi, P. B. A field scale simulation study of surfactant and polymer flooding in sandstone heterogeneous reservoir / P.B. Dehkordi // Journal of Petroleum & Environmental Biotechnology. – 2018. – V. 9, №1.

3. Бурдынь, Т. А. Химия нефти, газа и пластовых вод / Т. А. Бурдынь, Ю. Б. Закс. – М., «Недра», 1975. – 216 с.

4. Каплан, Л. С. Технология и техника воздействия на нефтяной пласт / Л. С. Каплан, А. Л. Каплан. – Октябрьский, 2000. – 180 с.

5. Гареев, А. Г. Изучение агрессивности пластовой воды с помощью индекса насыщения / А. Г. Гареев, О. А. Насибуллина // Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений. – 2017. – №3. – С. 89-96.

### **Исследование осложнений в работе штанговой насосной установки при одновременно-раздельной эксплуатации**

*Уразаков К.Р., Белов А.Е., Бикбулатова Г.И.*

*Альметьевский государственный нефтяной институт, г. Альметьевск*

Решение задач повышения рентабельности скважин в осложненных условиях эксплуатации обуславливает актуальность применения методов и технологий, направленных на увеличение технико-экономической эффективности разработки. При эксплуатации многопластовых залежей на сегодняшний день широкое распространение получила технология одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ) добывающих скважин установками штанговых насосов [1].

Рассмотрим схему однолифтовой установки ОРЭ, получившей широкое распространение в практике одновременно-раздельной добычи нефти благодаря своей простоте, невысокой стоимости за счет возможности применения стандартного оборудования, низкой металлоемкости. Компоновка штанговой насосной установки представлена на рисунке 1 [2].

При однолифтовой ОРЭ состав типовой штанговой установки отличается в нижней части внутрискважинного оборудования специальной конструкцией скважинного штангового насоса (СШН), включающей дополнительный всасывающий клапан, размещенный на боковой поверхности цилиндра насоса, а также наличием пакера и хвостовика, соединяющего прием насоса с подпакерным пространством. В случае, когда забойное давление для верхнего разрабатываемого пласта больше, чем для нижнего, при ходе плунжера вверх в первом полуцикле откачки жидкость из нижнего пласта поступает через нижний (основной) всасывающий клапан (рисунок 1а). После прохождения плунжером бокового (дополнительного) всасывающего клапана и до конца хода вверх во втором полуцикле откачки продукция скважины из верхнего пласта поступает через боковой клапан, а нижний всасывающий клапан закрывается. При ходе плунжера вниз оба всасывающих клапана закрываются, и жидкость, представляющая собой смесь продукции верхнего и нижнего пластов, через открытый нагнетательный клапан перетекает в полость насосно-компрессорных труб [3].

В том случае, когда по условиям эксплуатации забойное давление у верхнего пласта ниже, то боковой клапан сообщают с нижним пластом, а верхний - с основным, при этом штанговая насосная установка работает аналогичным образом (рисунок 1б).

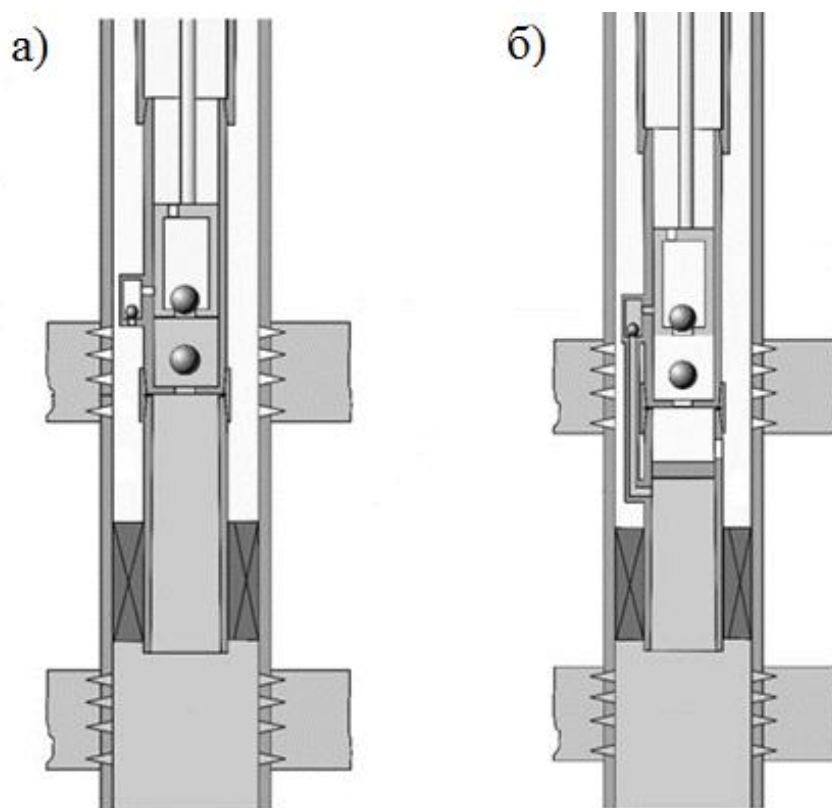


Рисунок 1. Схемы однолифтовой установки для ОРЭ (а – когда забойное давления верхнего пласта превышает давление нижнего пласта, б – обратный вариант)

Особенности механизированной добычи нефти добывающих скважин обусловлены рядом распространенных осложнений, возникающих при эксплуатации и способствующих повышению напряженности работы насосного оборудования и снижению межремонтного периода, уменьшению дебита скважин, что ведет к снижению эффективности добычи в целом. Для снижения степени отрицательного влияния осложняющих условий при выборе оборудования и расчете оптимального технологического режима работы скважины необходимо производить моделирование работы скважинной установки.

Для прогнозирования динамических нагрузок на полированный шток станка-качалки при одновременно-раздельной эксплуатации разработана математическая модель штанговой насосной установки для ОРЭ с учетом осложнений в работе внутрискважинного оборудования. Особенности разработанной математической модели обусловлены учетом изменения нагрузок, действующих в нижней части штанговой колонны, что связано с особенностями работы штангового насоса при ОРЭ, изменением характера

протекания гидродинамических процессов в подплунжерной полости при одновременной добыче газожидкостной смеси с различными физико-химическими свойствами из двух продуктивных интервалов, а также моделированием осложнений в работе насосного оборудования. На рисунке 2 представлена динамограмма работы насоса для ОРЭ с учетом влияния газа.

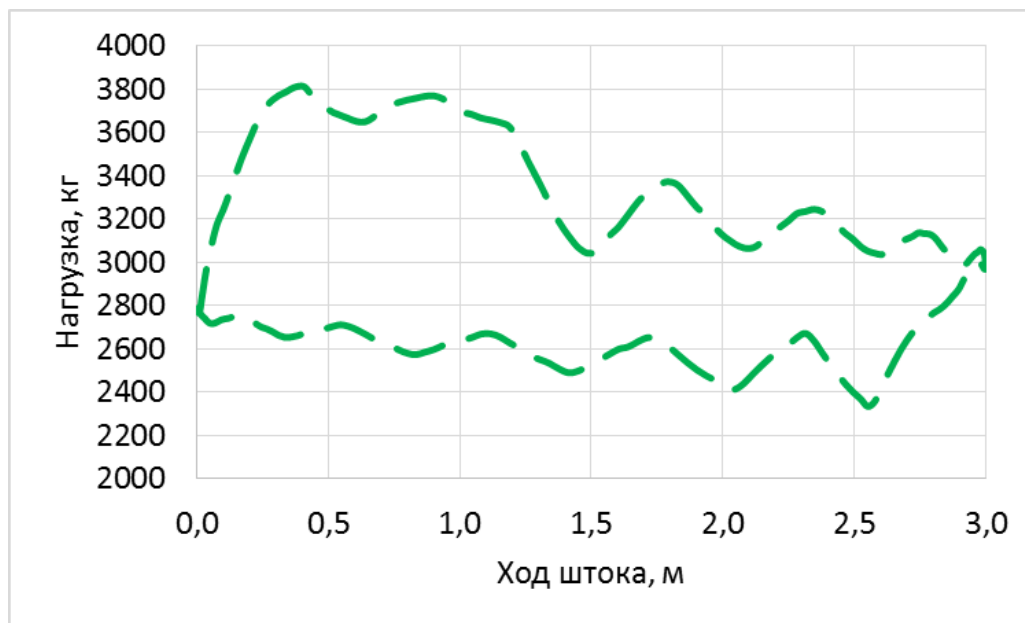


Рисунок 2. Динамограмма ОРЭ с учетом влияния газа на приеме насоса

При заполнении насоса свободным газом резко сокращается полезный объем жидкости, который он перемещает из скважины в трубное пространство. Из графика на рисунке 2 видно, что влияние газа на поверхностную динамограмму сказывается в увеличении наклона кривой при ходе плунжера вверх и вниз за счет сжимаемости газа.

#### **Выводы:**

1. Разработана математическая модель штанговой насосной установки при одновременно-раздельной эксплуатации двух продуктивных пластов скважинным штанговым насосом с учетом осложнений в его работе
2. Проведен анализ особенностей формирования конфигурации динамограмм при наличии осложнений в работе штанговой насосной установки

#### **Библиографический список**

1. Методика расчета давления на приеме насосов при одновременно-раздельной эксплуатации скважины / Р. Г. Заббаров [и др.] // Интервал. – 2007. – №7. – С. 18-22.
2. Гарифов, К. М. Татнефть: Технологии ОРЭ / К. М. Гарифов // Нефтегазовая Вертикаль. – 2011. – №13-14. – С. 114-117.
3. Уразаков, К. Р. Механизированная добыча нефти (Сборник изобретений) / К. Р. Уразаков. – Уфа: Нефтегазовое дело, 2010. – 329 с.



**Модернизация конструкции ограничителя противополежного датчика с целью повышения эффективности работы скважин, оборудованных установками электроцентробежных насосов.  
Технология добычи нефти и газа**

*Фокин В.А.*

*АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз», г. Ноябрьск*

**Обоснование темы:** В настоящее время эксплуатация скважин установками электроцентробежных насосов является основным способом механизированной добычи всех нефтедобывающих компаний.

Для выполнения производственных показателей основная часть скважин АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» имеет в своей конструкции хвостовик. Одним из важных осложнений, с которым сталкиваются электроцентробежные насосы в процессе эксплуатации, является риск «полета» УЭЦН и заход аварийной компоновки в хвостовик, что может привести к дорогостоящему ремонту скважины. Для недопущения полета УЭЦН в хвостовик в компоновку УЭЦН монтируется ограничитель противополежный датчика. В результате возникает риск отворота ОПД и нахождение его в скважине на голове хвостовика. Для извлечения данного оборудования необходима постановка дорогостоящей бригады КРС и проведение аварийных работ. При доступном техническом прогрессе нет возможности полностью исключить возможность полета ОПД на голову хвостовика.

**Актуальность и широта применения проекта:**

Учитывая время, степень разработки и конструктивную особенность скважин Вынгапуровского месторождения необходимо рассмотреть новые подходы к технологии добычи и методы, позволяющие АО «ГАЗПРОМНЕФТЬ НОЯБРЬСКНЕФТЕГАЗ» работать на успешное достижение поставленных задач. Актуальностью данной работы является снижение аварийности при работе погружного электрооборудования при неизменных энергозатратах. Решение данной задачи я вижу в модернизации конструкции ОПД для работы скважин оборудованных УЭЦН, как способа снижения риска аварии при эксплуатации УЭЦН, сохранение приточных характеристик пласта, увеличение МРП и наработки на отказ.

- **Задача и цели проекта:** Разработка и внедрение технического решения, позволяющего повысить эффективность работы скважин, оборудованных УЭЦН
  - Разработать проект конструкции ограничителя противополежного датчика, обосновать необходимость внедрения на объектах Компании
  - Создать новую, более технологичную конструкцию ограничителя противополежного датчика и внедрить в промышленную эксплуатацию
  - Сохранить экологическую и промышленную безопасность в процессе добычи нефти и газа

**Краткое описание предлагаемого решения:** для решения поставленных задач разработан проект по модернизации конструкции ОПД для скважин, оборудованных УЭЦН. В данной работе произведен комплекс мероприятий по модернизации конструкции ОПД для скважин оборудованных УЭЦН путем сокращения металлоемкости изделия и возможности монтажа непосредственно на базе сервисных организаций.

Основной задачей любой добывающей компании является сокращение времени простоя скважины. Кроме того, наиболее долгим и, соответственно, ресурсозатратным ремонтом считаются работы, связанные с извлечением аварийного ОПД из скважины.

Учитывая все вышеизложенное, целью проекта можно считать разработку и внедрение технического решения, позволяющее снизить вероятность проведения дорогостоящего ремонта скважины. Основной задачей проекта считается внесение изменений в конструкцию ограничителя полета датчика, что в свою очередь приведет к снижению металлоемкости конструкции.

### **Механические уплотнения повышенной герметичности погружных поршневых насосов**

*Шулин В.С., Валитов М.З.*

*Альметьевский государственный нефтяной институт, г. Альметьевск*

На сегодняшнее время в нефтегазодобывающей промышленности штанговый скважинный насос является самым массовым способом добычи продукции из скважины [1].

В существующих штанговых насосах вследствие износа уплотнительных поверхностей пары плунжер-цилиндр происходят постоянное увеличение утечек жидкости. Кроме того, при подъеме высоковязкой нефти существует вероятность залипания вязкой нефти, и как следствие увеличения трения в паре плунжер-цилиндр [2]. Это может привести к потере устойчивости низа колонны штанг, снижению объемной подачи, КПД насоса. В силу указанного ограничивается число качаний плунжера.

Все это вызывает необходимость разработки новых технических решений, направленных на обеспечение постоянного зазора или на снижение интенсивности износа плунжерной пары.

Применение механического уплотнения исключает залипание вязкой нефти на стенках цилиндра и плунжера. При этом в насосе место плунжера заменил короткий поршень с одновременным уменьшением длины всего насоса и цилиндра.

Разработана конструкция механического уплотнения пары поршень-цилиндр (рисунок 1), в которой, в отличие от существующих аналогов, при одновременном сохранении величины зазора между уплотнительными

кольцами и цилиндром обеспечивается начальный минимальный диаметральный зазор между нажимными дисками и цилиндром.

Механическое уплотнение поршня содержит установленные в корпусе 1 (сердечнике) поршня эксцентрично относительно оси корпуса 1 и цилиндра 7 уплотнительные кольца 2. Между указанными кольцами 2, установлены притертые к торцам смежных уплотнительных колец, поджимные диски 3. Нижнее кольцо 2 взаимодействует с буртом корпуса 1.

Посадочные поверхности сердечника 1 для установки уплотнительных колец 2 выполнены в виде буртов или шеек с эксцентриситетом «е» относительно оси цилиндра с одинаковым угловым расстоянием между осями. Если число колец  $n$ , то угловое расстояние между осями посадочных поверхностей колец равно  $360/n$ . Внутреннее отверстие колец 2 выполнено также с небольшим эксцентриситетом, составляющим 0,3-0,6 мм. Наружный диаметр колец 2 равно диаметру цилиндра.

Внутренний диаметр поджимных дисков 3 больше внутреннего диаметра колец 2 и шеек не менее чем на величину удвоенного эксцентриситета.

В корпусе 1 поршня, на верхней части посадочной поверхности уплотнительных колец 2 выполнены глухие углубления. В верхней части колец 2, на торцах выполнены радиальные или под углом к радиусу колец глухие в осевом и радиальном направлении углубления, открытые со стороны посадочной поверхности к корпусу 1. В пазах установлены от-ветно выполненные им предварительно деформированные пружины 6 с обеспечением прижатия боковой поверхности колец 2 к уплотняемой поверхности цилиндра.

Верхнее поджимное кольцо 3 может быть зафиксировано, например, при помощи пружинного разрезного кольца 4, которые может быть выполнено также пружинным в осевом направлении.

Механическое уплотнение работает следующим образом.

При установке механического уплотнения в цилиндр насоса уплотнительные кольца 2 прижимаются к уплотняемой поверхности цилиндра 7 посредством пружин 6. В местах прижатия колец 2 щелевой зазор равен нулю.

С противоположной от точки касания стороны щелевой зазор максимальный. Однако ввиду того, что расточки в кольцах 2 и посадочные поверхности колец в корпусе 1 выполнены эксцентричными, а кольца по торцам плотно прижаты к дискам 3, и оси эксцентрично установленных колец находятся на одинаковом угловом расстоянии друг от друга, вся уплотняемая поверхность цилиндра 7 перекрывается кольцами без зазора. Гидравлическое сопротивление в зазоре уплотнения возрастает также ввиду того, что поток жидкости, проходя через зазор, многократно меняет свое направление.

Кроме того, при работе насоса сохраняется величина минимального начального зазора между поверхностями цилиндра и нажимных дисков вследствие исключения касания и трения между ними.

Преимуществом механического уплотнения является то что, с наработкой насоса герметичность уплотнения возрастает, благодаря постепенному уменьшению размеров зазора за счет приработки трущихся поверхностей колец и уплотняемой поверхности. Кроме того, величина зазора между нажимными дисками и цилиндром сохраняется на начальном уровне вследствие исключения их трения по цилиндру.

Изобретение может применяться в насосах, компрессорах, мешалках, в запорной арматуре, в гидро- и пневмоустройствах и других машинах и аппаратах, работающих под избыточным давлением.

Преимуществом предлагаемого уплотнения является практически постоянная сила трения уплотнительных колец по уплотняемой поверхности цилиндра. Предлагаемое уплотнение обеспечивает суммарную герметизирующую способность известного механического уплотнения и пары плунжер-цилиндр при минимальной величине зазора.

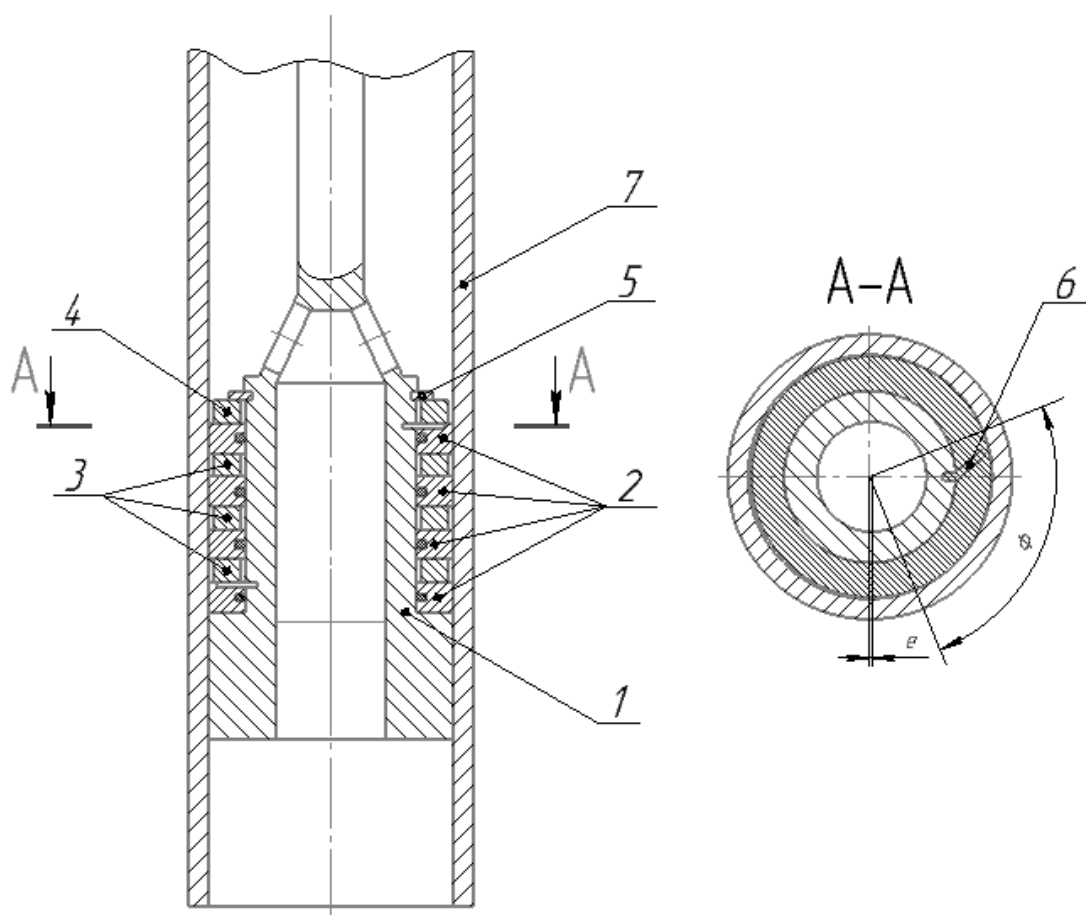


Рисунок 1. Многодисковое уплотнение поршня:  
1-поршень; 2-кольцо уплотнительное; 3-диск; 4-пружинное кольцо;  
5-кольцо; 6-пружина; 7-цилиндр

Работа выполнена в рамках Федеральной целевой программы «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-

технологического комплекса России на 2014 – 2020 годы» по Соглашению о предоставлении субсидии № 14.610.21.0019 от 23.10.17 по теме «Создание комплекса технологических решений для увеличения нефтеотдачи пластов, содержащих высоковязкую нефть», уникальный идентификатор работ RFMEFI61017X0019.

#### Библиографический список

1. Молчанов, А. Г. Машины и оборудование для добычи нефти и газа / А. Г. Молчанов.– Москва: Издательский дом Альянс, 2010. – 588 с.
2. Захаров, Б. С. Новое насосное оборудование для добычи нефти / Б. С. Захаров, В. Р. Драчук, Г. Н. Шариков. – Москва: Институт компьютерных исследований, 2015. – 80 с.

## СЕКЦИЯ «Строительство и обустройство нефтегазопромыслов»

### Современные технические решения в местах со слабым грунтом для фундаментов малоэтажных зданий

Бай В.Ф., Рабиев К.Р.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

В настоящее время одним из наиболее удобных методов, который широко используется, для строительства малоэтажных зданий на местах со слабым грунтом считается, армирование грунта. Основной целью армирования грунтов является улучшение их характеристик.

Одним из современных технических решений для улучшения несущей способности слабых оснований при возведении малоэтажных зданий может служить песчаная подушка с контурным армированием. В качестве армирующего элемента применяется геосинтетический материал, который выгоден как в экономических, так и в технических аспектах.

Исходя из строительных наблюдений, можно прийти к выводу, что армирование песчаной подушки в большей степени зависит от характера армирования. Одним из лучших форм армирования является замкнутое армирование. Например Краев Ан. Н. [2] в своей работе предлагает замкнутое армирование. Армирование песчаной подушки происходит по контуру замкнуто, в результате чего контур получает криволинейную форму (рис.1).

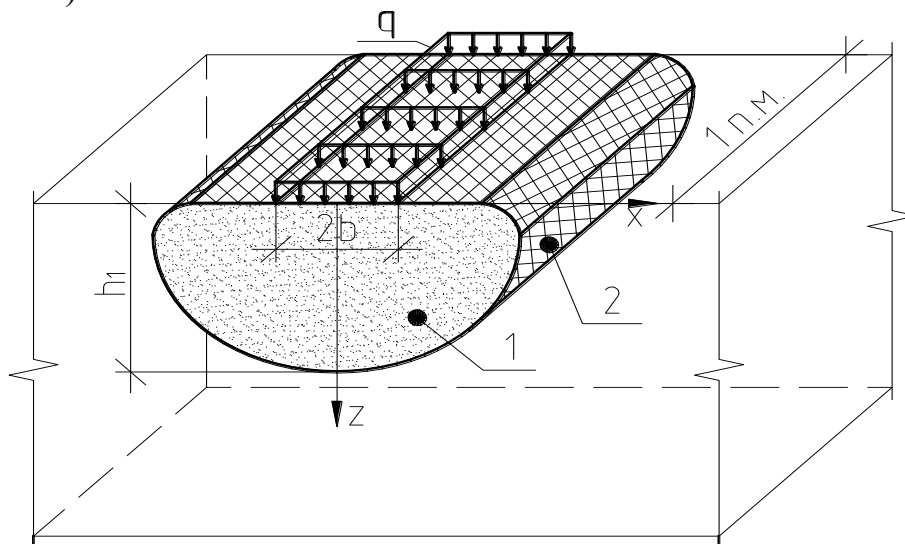


Рисунок 1. Криволинейная песчаная подушка с замкнутым армированием по Краеву:  
1-песчаный массив грунта с криволинейной подошвой; 2-геосинтетический армирующий материал

Добавление армирующего элемента по контуру песчаной подушки способствует стеснению её поперечных деформаций и, соответственно уменьшению деформаций сжатия песчаного грунта. В следствии этого

уменьшается осадка фундамента. С целью повышения эффективности применяемого способа усиления основания было предложено не учитывать зоны раннего развития пластических деформаций, образующиеся по краям штампа в основании, благодаря увеличению размера песчаной подушки у подошвы фундамента. Именно контурное армирование песчаной подушки способствует повышению нагрузки на фундамент, при которой осуществляется «раздавливание» подушки. Потеря несущей способности армированной грунтовой подушки происходит в случае разрыва контурного элемента усиления [1].

Одним из вариантов, усиления грунтовых оснований предлагается, многоярусная система криволинейных песчаных подушек с замкнутым армированием. Эта система обладает следующими преимуществами:

1. Применение криволинейной подошвы в слабых грунтах способствует равномерному распределению контактных напряжений и, как правило, приводит к увеличению линейной работы основания, и тем самым увеличивается несущая способность, благодаря включению в работу грунта, который контактирует со всей криволинейной поверхностью;

2. Замкнутое армирование, способствует увеличению несущей способности песчаной подушки, а так же значительно понижает деформативность. Такой тип армирования сокращает области, предельного состояния в зонах, где происходит сдвиг.

3. Использование недорогостоящих материалов, таких как песок и геосетка;

4. Благодаря лёгкому весу и компактности геосетки, её можно транспортировать без больших затрат в труднодоступные районы;

5. Внедрение прочного грунта вместо слабого, который к тому же является непучинистым материалом;

Количество ярусов подушки зависит от глубины заложения фундамента.

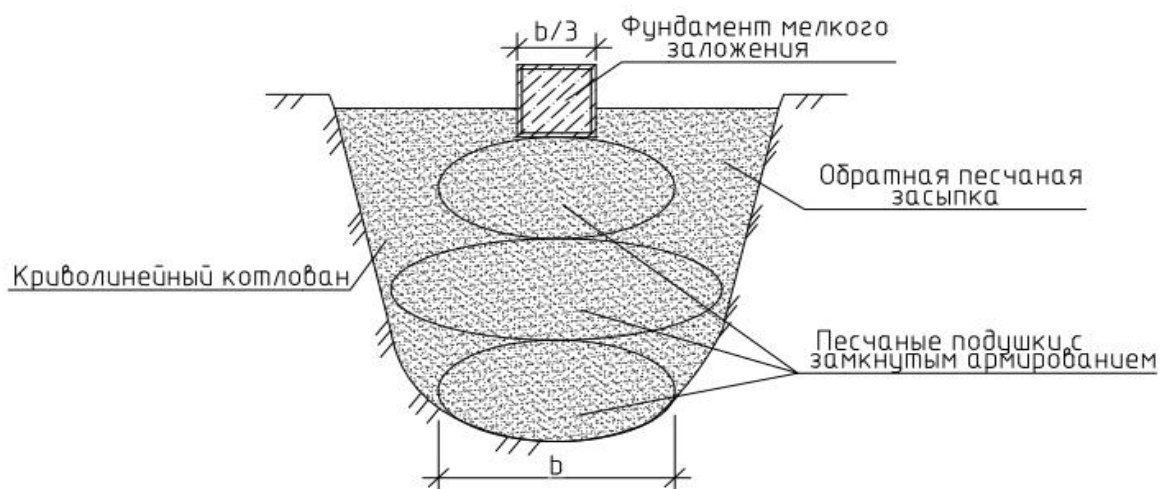


Рисунок 2. Многоярусная система криволинейных песчаных подушек с замкнутым армированием

## Библиографический список

1. Бай, В. Ф. Многоярусная система песчаных подушек с замкнутым армированием в качестве фундаментов для малоэтажных зданий / В. Ф. Бай, А. Ю. Лузин // Вестник ПНИПУ. Строительство и архитектура. – 2017. – Т. 8, № 3. – С. 71-77. DOI: 10.1559 / 2224 – 9826 / 2017.3.08

2. Краев, Ан. Н. Обоснование использования песчаной армированной подушки в слабых глинистых грунтах под ленточными фундаментами: автореф. дис. ... канд. техн. наук: 05.23.02 / Андрей Николаевич Краев; ТюмГАСУ. – Тюмень, 2014. – 19 с.

## **Специальный грейферный механизм для разработки прочных грунтов**

*Балака М.Н., Мищук Д.А., Ходневич Н.Н.*

*Киевский национальный университет строительства и архитектуры,  
г. Киев, Украина*

Значительная часть земляных работ, в частности, на прочных грунтах, выполняется вблизи существующих зданий, действующих предприятий, линий электропередач и других близлежащих объектов. Близость к месту выполнения работ существующих объектов и сооружений, а также ограничения, связанные с небольшими размерами строительной площадки, сдерживают применение целого ряда способов разработки грунтов (механических, ударных, взрывных).

В таких условиях повышенным спросом пользуются мобильные машины с энергосберегающими рабочими органами. Из всех видов рабочих органов землеройных машин для стесненных условий строительства, на малообъемных объектах (колодцах, котлованах, траншеях любой сложности) наиболее эффективное применение грейферных механизмов. Использование экскаваторов с грейфером позволяет уменьшить объемы, как земляных работ, так и работ по обратной засыпке отрытых котлованов. Сдерживающим фактором широкого применения традиционных грейферных механизмов на прочных грунтах является необходимость использования мощных базовых машин, что приводит к большим энергетическим затратам на копание и перебазирование с одного объекта на другой [1].

Альтернативным вариантом повышения эффективности процессов разработки прочных грунтов является использование новых методов воздействия рабочих органов на грунт. В связи с этим, исследования были направлены на создание новых видов рабочих органов и технологических принципов их влияния на грунт [2]. Это позволит эффективно выполнять рабочие процессы и расширить диапазон использования существующего парка землеройных машин средних и малых мощностей.

Одним из направлений интенсификации рабочих процессов является совершенствование рабочих органов, реализующих эффективную и менее энергоемкую схему механического разрушения прочного грунта отрывом или откалыванием от массива. На этой основе предложен энергосберега-



ющий способ разработки прочного грунта при комбинированном воздействии на массив винтового рабочего органа (якоря) и ковшей грейфера, используя принцип замкнутого силового контура. Винтовой якорь обеспечивает ослабление массива грунта и увеличение усилия внедрения ковшей грейфера. При закрытии грейфера происходит разрушение массива грунта винтовым якорем, а затем режущими кромками ковшей грейфера выполняется разработка уже ослабленного грунта (рисунок 1).

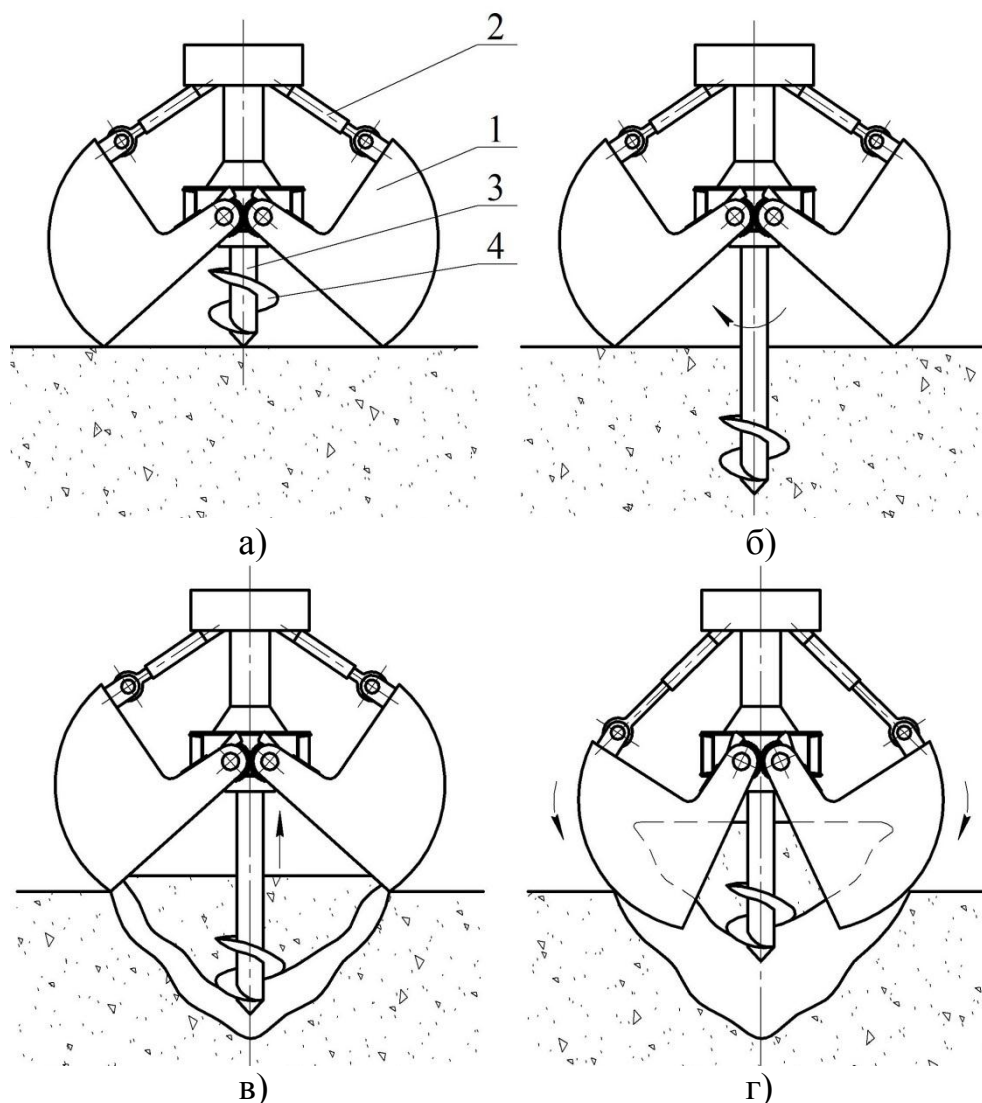


Рисунок 1. Схема разработки прочного грунта специальным грейферным механизмом:  
 а) установка грейфера на грунт; б) закручивание якоря;  
 в) отрыв части грунта от массива; г) разработка ослабленного грунта;  
 1 – ковш грейфера; 2 – гидроцилиндр поворота ковша; 3 – центральный приводной якорь; 4 – винтовая лопасть якоря

Грейферный механизм работает следующим образом. Ковши 1 раскрываются и устанавливаются на грунтовую поверхность, затем якорь 3 закручивается в грунт. Винтовая лопасть 4 на конической поверхности якоря 3 обеспечивает его начальную тяговую способность. Треугольный

профиль с увеличенными углами наклона образующих верхней и нижней поверхностей винтовой лопасти 4 к оси вращения якоря 3 обеспечивают необходимое направление сил, которые сжимают грунт в рабочей зоне при погружении в него элементов якоря 3. Это способствует пластической деформации грунта и увеличению нормальных напряжений на поверхности среза. Винтовой якорь 3 отделяет часть грунта от массива, которая подхватывается ковшами 1 при их закрытии с помощью гидроцилиндров 2.

Выполняется разгрузка грейфера. Часть отделенного грунта составляет объем наполнения ковшей за цикл. Объем грунта и сила сопротивления отрыва регулируется изменением глубины ввинчивания якоря [3].

Применение такой конструкции позволяет увеличить напряжение сжатию грунта на поверхности среза вследствие эффективного направления действия сжимающих сил. Это повышает тяговую способность винтового якоря при снижении общей энергоемкости рабочего процесса и позволяет эффективно использовать грейферный механизм на прочных грунтах с различными физико-механическими свойствами.

#### Библиографический список

1. Таубер, Б. А. Грейферные механизмы / Б. А. Таубер. – [3-е изд.]. – М. : Машиностроение, 1985. – 272 с.

2. Балака, М. М. Аналіз методів, засобів і технологій інтенсифікації виконання земляних робіт на мерзлих грунтах / М. М. Балака, М. О. Антонков // Современные инновационные технологии подготовки инженерных кадров для горной промышленности и транспорта 2014: материалы Международ. науч.-техн. конф., 27–28 март. 2014 г. – Днепропетровск: Нац. горный ун-т, 2014. – С. 147-156.

3. Пат. 75374 U Україна, МПК Е 02 F 3/413. Грейфер з приводним якорем / Заявники і патентовласники Балака М. М., Паламарчук І. А. – № u 2012 06723; заявл. 01.06.12; опубл. 26.11.12, Бюл. № 22.

### **Варианты бесперебойного энергообеспечения Арктической зоны Российской Федерации**

*Бачинин Д.Ф., Колева Г.Ю.*

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

Арктика — единый физико-географический район Земли, примыкающий к Северному полюсу и включающий окраины материков Евразии и Северной Америки, почти весь Северный Ледовитый океан с островами, а также прилегающие части Атлантического и Тихого океанов. Площадь около 27 млн км. Климат внутри арктического региона очень холодный, и большая часть региона покрыта льдом. В зимние месяцы солнце никогда не поднимается над регионом, и температура воздуха опускается до -46 С. Несмотря на это данный регион очень перспективен в развитии.

В Арктике содержится колоссальное количество энергоресурсов — нефти и газа. По оценке Геологической службы США, запасы нефти в Арктике составляют 90 млрд. баррелей, запасы природного газа - 47,3 трлн. куб. м, газового конденсата - 44 млрд. баррелей газа. Другим фактором, привлекающим внимание к данному региону, является Северный морской путь (СМП). Данный морской коридор приносит большую прибыль и выгоду. Пример, расстояние, которое проходит судно из Мурманска в Йокогаму через Суэцкий канал, составит 12 840 морских миль, то через СМП ему придется пройти только 5770 морских миль. Но на пути развития Арктического региона есть немало проблем, одна из них – бесперебойное энергообеспечение.

При крупномасштабной добыче и транспортировке газа прирост нагрузки составит не менее 500 МВт. Сейчас суммарная мощностей электростанций энергосистемы ЯНАО составляет 1640 МВт. Кроме того существует большое число автономных источников энергоснабжения (в основном дизельные электростанции (ДЭС)) работающих на привозном топливе, изолированных от Единой Энергосистемы с суммарной мощностью свыше 3 МВт. Для производства электроэнергии ежегодно завозится 5-6 млн т. дизельного топлива. Приоритетными энергопотребителями в таких условиях являются: инфраструктурные объекты, связанные с разведкой и освоением нефтегазовых (в т. ч. морских) месторождений, подводные добывающие комплексы, топливный промысел с наземным закачиванием, заводы сжиженного природного газа (СПГ), объекты СМП.

В Арктической зоне РФ наиболее актуальными являются проблемы зависимости энергосистемы от «северного завоза» и отсутствие энергетической инфраструктуры между субъектами электроэнергетики. У первой проблемы есть как минимум три решения.

Во-первых, АЗРФ имеет значительный ветропотенциал со средними скоростями ветра более 5 м/с на высоте 10 м и удельной плотностью свыше 400 Вт/м<sup>2</sup>. В настоящее время общая мощность ВДЭС и ВЭС прибрежных районов составляет около 100-110 МВт, что уже сокращает завоз дизельного топлива на 130 тыс. т в год. Помимо положительного влияния на экологию возобновляемые источники энергии (ВИЭ) требуют малых начальных капиталовложений: около 40-60 тыс. руб./кВт. Но коэффициент использования установленной мощности (КИУМ) зависит от климатических условий региона, так как сезонные проблемы не позволяют вести непрерывную эксплуатацию ВИЭ.

«Именно из-за своей неприхотливости и экологичности ветряные станции имеют место быть в таких непростых природных условиях Арктики. Однако на сегодняшний день ВИЭ очень слабо реализуются в нашей стране, так как не организована государственная поддержка для предпринимателей, а также остается недостаточно ясным, за чей счет будет происходить присоединение к общей энергосистеме», – отмечает президент Калининградской ассоциации энергосбережения Борис Семенович Затопляев. Не претендуя на

полное решение энергетических проблем Арктической зоны, ВИЭ могут быть использованы для решения локальных энергетических задач.

Во-вторых, перспективным является использование добываемого СПГ в качестве топлива. Так, например, проект «Ямал-СПГ» также обеспечивается за счет природного газа. Автономное энергообеспечение за счет СПГ требует технического переоснащения для хранения газа и строительства специальных малых (2-20 тыс. м<sup>3</sup>) газозовов в ледовом исполнении. Кроме того необходим промышленный серийный выпуск модельных энергогенерирующих установок разной мощности, сблокированных с емкостями хранения.

В-третьих, предлагается идея инновационной атомной энергетики малых мощностей. Для нефтегазовых промыслов представлен вариант системы энергоснабжения, которая будет учитывать как экстремальные условия эксплуатации, так и экологические риски. В морскую инфраструктуру АЗРФ кроме атомного ледокольного флота также войдут плавучие атомные тепловые электростанции (ПАТЭС) и подводные аппараты различного назначения с ядерными энергетическими установками. В такой системе должен быть реализован замкнутый управляемый жизненный цикл, обеспеченный единым комплексом мониторинга.

Решение второй проблемы предлагается директором АО «Тюмень-Энерго» Сергеем Юрьевичем Савчуком. По его словам, необходимо создать рабочую группу по освоению Арктической зоны, а также единую концепцию по развитию электроэнергетики региона. Важна координация инвестиционных программ компаний по электроснабжению АЗРФ. В регионах присутствия планируется ввести более 2000 МВА трансформаторной мощности и построить свыше 2500 км линии электропередач к 2022 г.

Таким образом, решение энергетической проблемы освоения Арктики – трудоемкий процесс, требующий значительных денежных вложений и инновационных подходов. Все три варианта решения проблемы зависимости энергетики АЗРФ от «северного завоза» достаточно перспективны, и при создании устойчивой энергетической инфраструктуры в регионе вопрос бесперебойного энергообеспечения АЗРФ будет решен.

#### Библиографический список

1. Арктика: общая характеристика, информация, сведения [Электронный ресурс] // Все страны регионы и континенты мира. – Режим доступа: <http://www.world-globe.ru/regions/arctic.html>.
2. Малышева М. Запасы, которые трудно извлечь [Электронный ресурс] // Газета.Ru. – Режим доступа: [https://www.gazeta.ru/science/2012/05/26\\_a\\_4602393.html](https://www.gazeta.ru/science/2012/05/26_a_4602393.html).
3. Северный морской путь – главная транспортная артерия России [Электронный ресурс] // Будущее Арктики.РФ . – Режим доступа: <http://xn----8sbbmfaxaqb7dzafb4g.xn--p1ai/severnoy-morskoj-put-glavnaya-transportnaya-arteriya-rossii.html>.

4. Арктика – территория энергетики [Электронный ресурс] // ЭкспертРу. – Режим доступа: <http://expert.ru/ural/2017/42/arktika----territoriya-energetiki.html>.

5. Мегаватты из воздуха [Электронный ресурс] // Файл-РФ.ru Режим доступа: <http://file-rf.ru/analytics/157.html>.

### **Этапы формирования и внедрения проектного офиса в строительную организацию**

*Гусарова М.С.<sup>1</sup>, Матыс Е.Г.<sup>1</sup>, Некрасова И.Ю.<sup>1</sup>, Гусаров Д.С.<sup>2</sup>*

<sup>1</sup>Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень,

<sup>2</sup>Санкт-Петербургский государственный университет, г. Санкт-Петербург,

Проектный офис (офис управления проектами) – это элемент корпоративной системы управления проектами строительной, да и любых других, организации. Он имеет в распоряжении различные методические, нормативные базы информации, касающиеся процессами управления проектами. [1].

В связи с необходимостью координировать большое количество работ и исполнителей все офисы снабжены инструментами автоматизации в виде специализированных информационных систем, к примеру, Битрикс-24, Адванта и др.

Основным ресурсом офиса являются квалифицированные специалисты, которые обеспечивают выполнение проекта.

В зависимости от назначения проектного офиса и его дальнейшей роли в управлении проектами в теории и на практике выделяют множество его классификаций. Так, известны такие виды офисов как «методолог», «пул ресурсов», координатор и др. Каким бы образом ни строилась его работа, формирование офиса управления проектами должно осуществляться по определенной схеме.

Первый этап - определение целей создания офиса в соответствии с целями бизнеса. Цели выстраиваются в виде декомпозиции задач, процессов. Далее осуществляется классификация проектов, выявляются их характеристики и отличительные черты, составляется реестр [2, 3].

Иерархия целей и задач влечет за собой построение организационной структуры офиса управления проектом и ролевой модели управления.

Далее следует второй этап. Построение структуры управления офисом сопровождается разработкой нормативных документов, которые регламентируют его деятельность и взаимодействие внутри и с другими подразделениями организации.

Структура офиса вариант 1 управления проектом (на примере компании «Проектная практика»), соединяющая внешних и внутренних членов команды проекта представлена на рисунке 1.

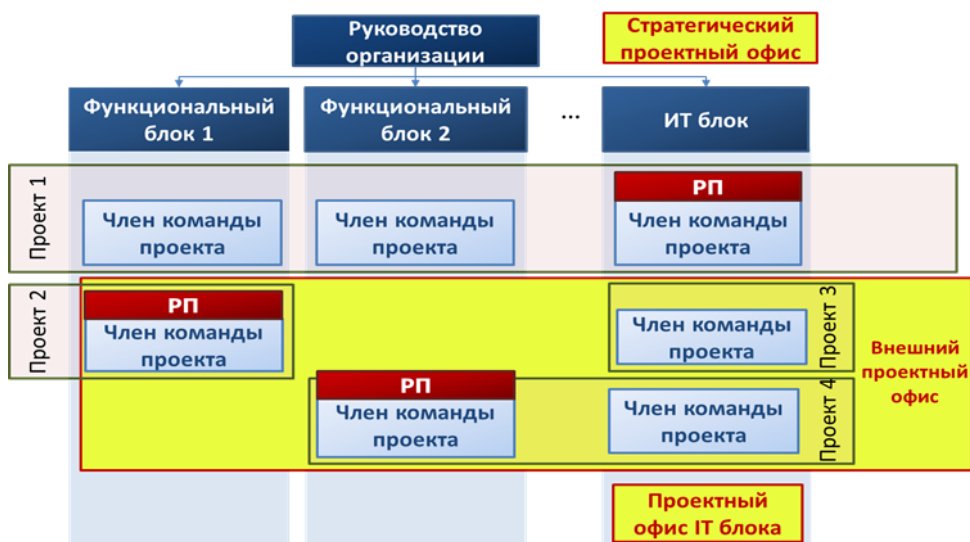


Рисунок 1. Вариант структуры офиса управления проектами

Возможно отделение проектного офиса, выполняющего роль методолога от отдельных офисов, реализующих независимые проекты в одной организации (рис. 2).

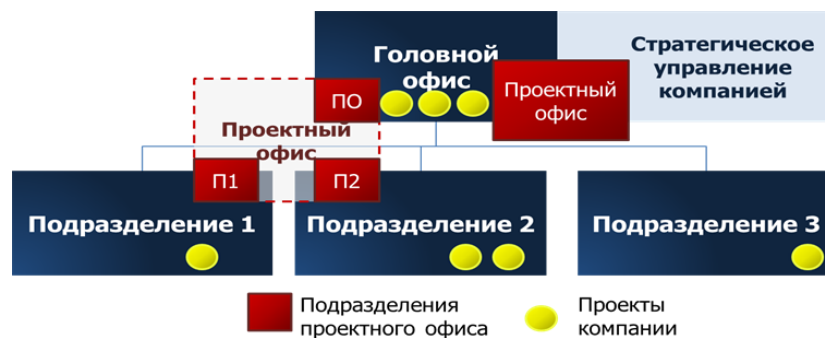


Рисунок 2. Второй вариант

Вариант 3 предусматривает выделение блока управления проектами в отдельную структурную единицу (рис. 3).

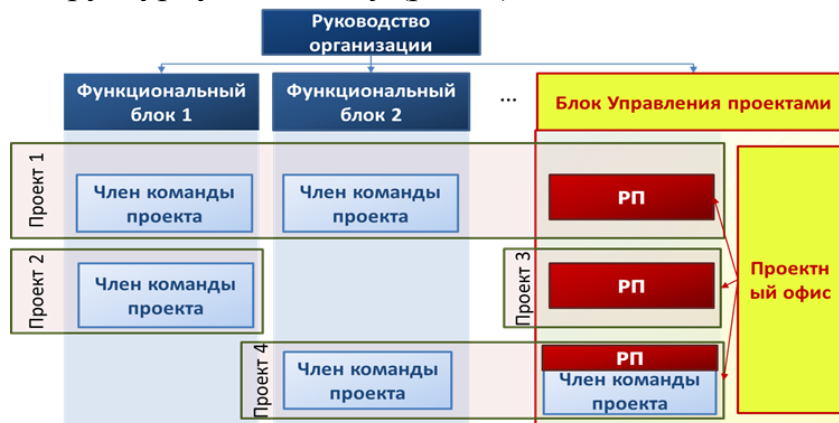


Рисунок 3. Вариант 3

Можно отметить, что представленные организационные структуры офиса управления проектами имеют вид матричной.

На третьем этапе осуществляется постановка задач и обрисовка контура процесса выполнения проекта, включающая установление краткосрочных целей, масштаба проектов, рисков и показателей, проводится обучение тренинга специалистов, формирование бюджета проекта, проводится ряд собраний для участников проектов.

На четвертом этапе начинается работа по управлению проектами, курирование, внедряется ИТ-система, начинается отслеживание и управление рисками, первичная оценка результатов.

В целях оценки состояний проектов на пятом этапе осуществляется развертывание долговременных решений, который включает мониторинг процесса перехода к «новому» состоянию; корректировка процессов, их улучшение и ускорение; обучение персонала и организация стабильной системы поддержки, производится развитие долговременных решений; настройка методологии/процессов и продолжающееся развитие; разработка программ обучения; разработка детализированных отчетов/системы показателей; управление ресурсами; внедрение инструментария; возможности карьерного роста и программы сертификации для менеджеров проектов [2, 3].

Шестой этап означает постоянную поддержку функционирования офиса управления проектами, его организацию. Выполняя постоянные рутинные процессы, сотрудники офиса управления проектами осуществляют обучение персонала, дают обратную связь исполнителям.

Отдельно стоит разъяснить роль руководителя проектного офиса. Руководитель проектного офиса на основе требований руководителя проекта и специфики проекта определяет перечень администраторов, экспертов, представителей управляющих проектами и других участников проекта, необходимых для работы проектного офиса, а также формирует плановый график распределения загрузки членов проектного офиса и осуществляет общее руководство.

На основе перечня необходимых участников и графика распределения загрузки руководитель проектного офиса формирует проект персонального состава и бюджета проектного офиса, включая размер оплаты труда участников проектного офиса.

#### Библиографический список

1. Перфильев, М. С. Формирование проектного офиса для выполнения проектно-изыскательских работ комплексных инфраструктурных объектов капитального строительства на основе декомпозиции работ // Вестник СибАДИ. – 2015. – №5(45). URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/formirovanie-proektnogo-ofisa-dlya-vypolneniya-proektno-izyskatelskih-rabot-kompleksnyh-infrastrukturnyh-obektov-kapitalnogo> (дата обращения: 12.10.2018).

2. Султанов, И. А. Организация офиса управления проектами // Сайт «Дело в России» / URL: [https:// http://projectimo.ru/upravlenie-proektami/proektnyj-ofis.html](https://http://projectimo.ru/upravlenie-proektami/proektnyj-ofis.html) (дата обращения: 12.10.2018).

3. Проектный офис: Создание и развитие // Сайт «проектные сервисы» / <https://www.pmservices.ru/consulting/proektnyj-ofis-i-proektnyj-komitet> (дата обращения: 12.10.2018).

## **Сопоставление характеристик работы системы «ГЕТ», заправленной аммиаком и диоксидом углерода**

*Ишков А.А.<sup>1,2</sup>, Аникин Г.В.<sup>1</sup>*

<sup>1</sup>*Институт криосферы Земли Тюменского научного центра СО РАН,  
г. Тюмень,*

<sup>2</sup>*Филиал ООО «Лукойл-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени,  
г. Тюмень*

### **Введение**

Как известно, при оттаивании ММП теряют свои прочностные свойства и объекты, построенные на них, подвергаются риску деформаций и разрушений. Для сохранения естественного температурного режима ММП были разработаны специальные устройства – сезонно-действующие охлаждающие устройства. В данной работе речь пойдет о горизонтальной естественной действующей трубчатой системе («ГЕТ»), разработанной фирмой НПО «ФундаментСтройАркас» [1].

### **Особенности теплоносителей в системе ГЕТ**

Вопрос о выборе хладагента для системы «ГЕТ» нетривиален, так как от него напрямую зависит хладопроизводительность системы. В работе [2] рассматривается функционирование системы «ГЕТ», заправленной разными хладагентами. Исходя из проведенных исследований, сделан вывод, что наиболее эффективными хладагентами являются диоксид углерода, аммиак и фреон-22. Стоит отметить, что в настоящее время системы «ГЕТ» заправляются аммиаком [1].

### **Различные тепловые режимы функционирования системы «ГЕТ»**

В зависимости от теплового потока на испаритель возможны три варианта работы: 1) тепловой поток умеренный и «ГЕТ» работает стабильно; 2) величина теплового потока низкая и закипание хладагента происходит не сразу. Тепловой поток, при котором возникает данная ситуация, называется нижней критической тепловой нагрузкой ( $q_{min}^{кр}$ ) [3]; 3) величина теплового потока, наоборот, очень высока, и на выходе из испарителя идет только газ. Тепловая нагрузка, соответствующая данному случаю, называется верхней критической тепловой нагрузкой [3] и записывается как  $q_{max}^{кр}$ .

Из вышесказанного следует, что стабильная работа системы «ГЕТ» представляет собой условие вида:  $q_{кр}^{min} < q < q_{кр}^{max}$ .



## Численное моделирование системы «ГЕТ»

Результатом численного моделирования стало решение модельной задачи по определению значений верхних и нижних критических тепловых нагрузок для системы «ГЕТ», заправленной различными хладагентами (см. табл. 1).

Таблица 1

Значения нижней тепловой нагрузки (Вт/м)  
для двух типов хладагентов в зависимости от параметров системы «ГЕТ»: длины испарителя ( $L_{и}$ ) и высоты ( $H_{к}$ ) конденсатора

Параметры ГЕТ	$H_{к}=2,5$ м		$H_{к}=5,0$ м		$H_{к}=2,5$ м		$H_{к}=5,0$ м	
	$L_{и}=200$ м	$L_{и}=400$ м	$L_{и}=200$ м	$L_{и}=400$ м	$L_{и}=200$ м	$L_{и}=400$ м	$L_{и}=200$ м	$L_{и}=400$ м
Температура конденсатора	Диоксид углерода				Аммиак			
Теплоноситель	Диоксид углерода				Аммиак			
$t_{к}=-30$ °С	0.89	0.29	2.04	0.74	6.14	2.26	16.48	5.96
$t_{к}=-15$ °С	0.41	0.15	1.33	0.49	3.17	0.98	9.60	3.54
$t_{к}=0$ °С	0.30	0.07	0.89	0.24	2.92	0.76	5.77	2.02
Параметры ГЕТ	$H_{к}=2,5$ м		$H_{к}=5,0$ м		$H_{к}=2,5$ м		$H_{к}=5,0$ м	
	$L_{и}=200$ м	$L_{и}=400$ м	$L_{и}=200$ м	$L_{и}=400$ м	$L_{и}=200$ м	$L_{и}=400$ м	$L_{и}=200$ м	$L_{и}=400$ м
Температура конденсатора	Диоксид углерода				Аммиак			
Теплоноситель	Диоксид углерода				Аммиак			
$t_{к}=-30$ °С	74.51	27.04	106.29	37.81	59.87	20.66	88.83	30.82
$t_{к}=-15$ °С	76.68	26.55	109.49	38.62	77.10	26.61	109.79	39.50
$t_{к}=0$ °С	71.18	25.17	101.99	35.90	91.22	32.75	128.49	46.48

Согласно приведенным таблицам, можно сделать вывод, что диоксид углерода, как теплоноситель, превосходит аммиак. Так, при прочих равных условиях, отношения нижних критических тепловых нагрузок для «ГЕТ» на  $CO_2$  ниже в 6,48-10,86 раз, чем для «ГЕТ» на  $NH_3$ . Это говорит о том, что система, заправленная  $CO_2$ , начинает функционировать гораздо раньше. Отношение верхних критических тепловых нагрузок для различных теплоносителей при прочих равных имеет пределы от 0,77 до 1,31. Т. е. верхние критические тепловые нагрузки для «ГЕТ», заправленным  $NH_3$  при  $t_{к} = 0$  °С выше, чем для  $CO_2$  примерно в 1,32 раза, для  $t_{к} = -15$  °С это отношение примерно равно, а при  $t_{к} = -30$  °С у  $CO_2$  верхняя критическая тепловая нагрузка больше, чем у ГЕТ на  $NH_3$  примерно в 1,24 раза.

На рисунках ниже приведены диаграммы распределения параметров функционирования системы «ГЕТ» на  $CO_2$  и  $NH_3$  при верхних (рис. 1а-1в)) и нижних (рис. 1г-1е) критических тепловых нагрузках.

При проектировании и укладке системы «ГЕТ» расстояние между трубами не регламентируется. Если принять такой параметр системы «ГЕТ», как оптимальное расстояние между трубами –  $\Delta z_{опт}$ , то этой величине будет соответствовать оптимальный тепловой поток  $q_{опт}(y)$  на единицу длины трубы испарителя. Так, если расстояние между трубами будет меньше в два раза, чем оптимальное значение –  $\frac{\Delta z_{опт}}{2}$ , то и тепловой поток, тоже будет меньше в два раза, а при достижении условия  $q(y) = \frac{q_{опт}(y)}{2} < q_{кр}^{min}$  система перестанет функционировать. Если наоборот, расстояние между трубами будет большим, например,  $2\Delta z_{опт}$ , то грунт не будет до конца промораживаться.

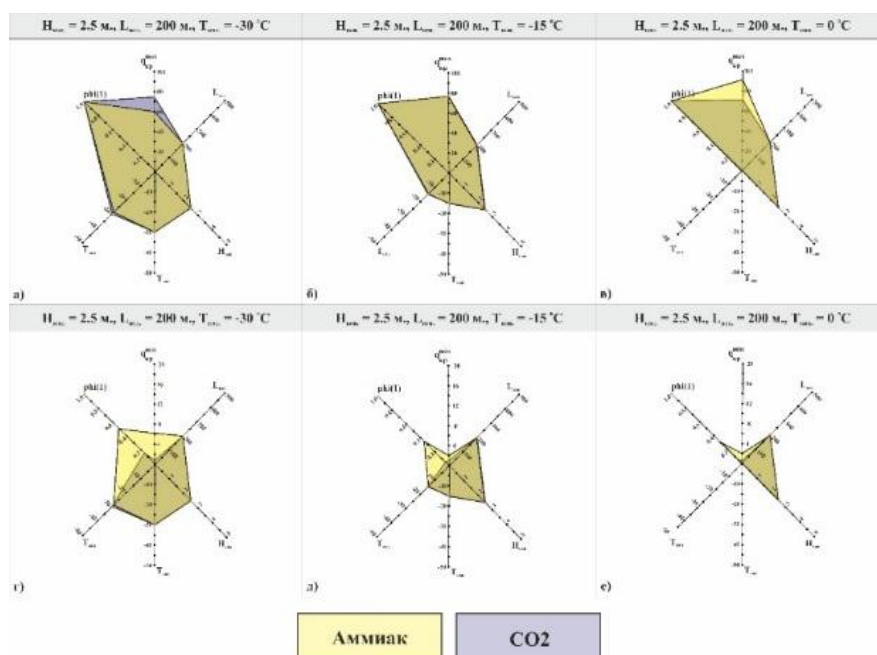


Рисунок 1. Диаграммы распределения параметров функционирования системы «ГЕТ» на углекислоте и аммиаке

### Выводы

1 Установлено, что стабильное функционирование системы в целом зависит от использования того или иного хладагента. Полученные результаты показывают, что использование диоксида углерода более предпочтительно.

2 Полученный результат может быть применен при проектировании систем «ГЕТ», а также для проведения теплотехнического прогноза состояния грунтов при использовании систем «ГЕТ» совместно с различными геотехническими объектами.

3 Полученный результат может быть применен при проектировании систем «ГЕТ», а также для проведения теплотехнического прогноза состояния грунтов при использовании систем «ГЕТ» совместно с различными геотехническими объектами.

### Библиографический список

1. Феклистов, В. Н. Исследование охлаждающей системы типа ГЕТ для термостабилизации грунтовых оснований / В. Н. Феклистов, Г. М. Долгих, С. Н. Окунев, Д. С. Паздерин // Криогенные ресурсы полярных и горных регионов. Состояние и перспективы инженерного мерзлото-ведения: материалы Междунар. конф. – Тюмень, 2008. – С. 165.

2. Аникин, Г. В. О выборе хладагента для сезонных охлаждающих устройств типа "ГЕТ" / Г. В. Аникин, К. А. Спасенникова // Криосфера Земли. – 2014. – Т. XVIII, №2. – С. 31-33.

3. Мельников, В. П. Параметры верхних и нижних тепловых нагрузок, ограничивающих функционирование горизонтальной естественно действующей трубчатой системы / В. П. Мельников, Г. В. Аникин, А. А. Ишков, С. Н. Плотников, К. А. Спасенникова // Криосфера Земли. – 2017. – Т. XXI, №3. – С. 41-48

## Комплекс мероприятий по модернизации нефтегазотранспортной системы Новогоднего месторождения

Лазарев К.А.

АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз», г. Ноябрьск

**Цель проекта:** Разработка и внедрение технического решения, позволяющего изменить систему транспортировки и оптимизировать систему подготовки углеводородов Новогоднего месторождения. Эффективно использовать геологические особенности месторождения. Уменьшить потери и затраты на этапах добычи, транспортировки и подготовки углеводородов.



Рисунок 1. Схема транспортировки. Нефтепромысловые трубопроводы Новогоднего месторождения

**Обоснование темы:** В данном проекте рассматривается инфраструктура Новогоднего месторождения. Геологической особенностью данного месторождения является высокий газовый фактор добываемой продукции, который осложняет работу добывающего фонда, создает повышенную нагрузку на системы подготовки и транспортировки месторождения. Решение текущей проблемы путем подключения дополнительного оборудования и строительства новых трубопроводов не дает желаемого эффекта, так как причина (геологическая особенность месторождения) остается без изменений. Для увеличения добычи непрерывно осуществляется бурение и запуск в работу новых добывающих скважин, строительство новых кустовых площадок. В свою очередь система подготовки и транспортировки остается без изменений, вследствие чего эффективность инфраструктуры уменьшается и увеличиваются затраты и потери на этапах добычи, подготовки и транспортировки углеводородов.

Необходимо рассмотреть новые подходы к технологии транспортировки и подготовки, найти эффективные методы, позволяющие АО «ГАЗ-

ПРОМНЕФТЬ-ННГ» работать на успешное достижение поставленных задач, снизить потери, увеличить эффективность производства.

В данном проекте представлен комплекс мероприятий, позволяющий создать новую технологическую схему транспортировки и оптимизировать систему подготовки Новогоднего месторождения. В процессе разработки проекта достигнуты следующие цели и результаты:

➤ Внедрение проекта обеспечивает создание более выгодной технологической и коммерческой схемы транспортировки и подготовки ПНГ

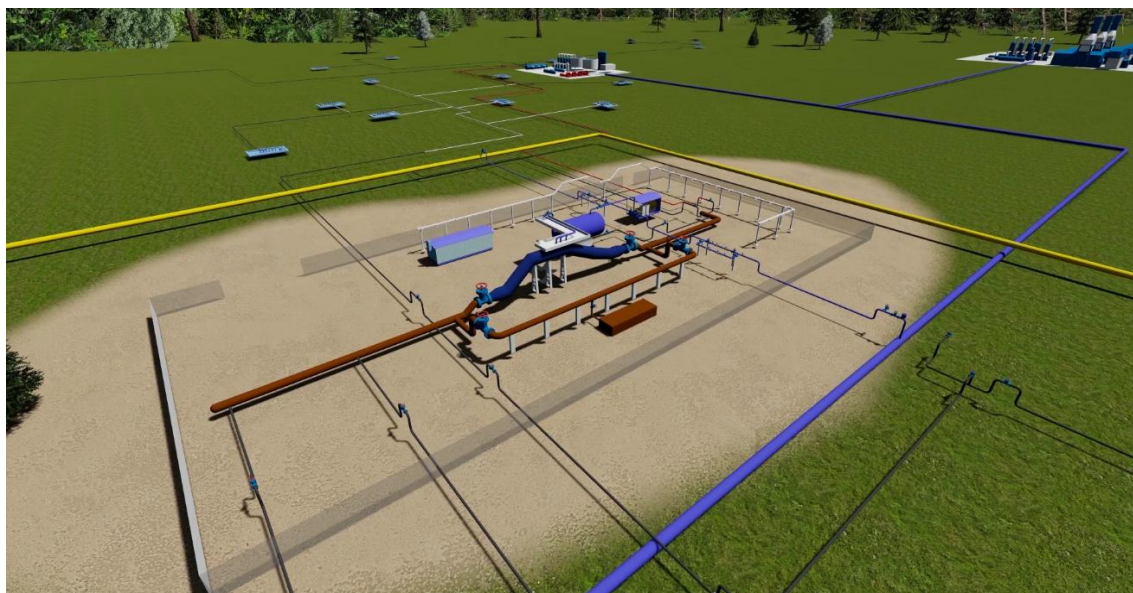


Рисунок 2. Технологическая схема проектируемого узла отбора и распределения газа Новогоднего месторождения

Расчетами доказано:

- Снижение нагрузки на систему транспортировки и подготовки. Эффективная оптимизация системы подготовки месторождения.
- Снижение потерь и затрат на этапах добычи, транспортировки и подготовки углеводородов.
- Проект обладает высокой инвестиционной привлекательностью для внедрения в промышленную эксплуатацию, получен положительный экономический эффект.

В процессе разработки проекта достигнуты следующие цели и результаты



Спроектирована новая, более выгодная технологическая схема для транспортировки ПНГ Новогоднего месторождения



Внедрение новой технологической схемы позволит повысить эффективность инфраструктуры добычи, транспортировки и подготовки нефти и газа



У инфраструктуры месторождения появляется достаточный запас для увеличения производственной мощности



Доказано снижение нагрузки на систему подготовки и транспортировки, что в свою очередь повлечет изменение трудноизмеримых показателей уменьшение количества отказов в системе трубопроводов, положительно скажется на работе добывающего фонда



Получен положительный экономический эффект, доказана инвестиционная привлекательность внедрения проекта в промышленную эксплуатацию



Сохранена экологическая и промышленная безопасность

### **Комплекс мероприятий по модернизации ЦПС Вынгапуровского месторождения**

*Лазарев К.А.*

*АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз», г. Ноябрьск*

**Проблема и актуальность проекта:** ЦПС Вынгапуровского месторождения введен в эксплуатацию 1984 году. Центральный пункт сбора предназначен для приема, подготовки и перекачки нефти, поступающей с Вынгапуровской группы месторождений, Отдаленной группы месторождений (ОГМ), а также с Вынгаяхинского месторождения «Газпромнефть-Муравленко».

Учитывая важность ЦПС Вынгапуровского месторождения, особенность добываемой продукции Вынгапуровского региона, время и режимы эксплуатации оборудования можно с уверенностью говорить о необходимости проведения модернизации действующего технологического оборудования. По результатам проведенного анализа перспективы добываемой продукции выявлено изменение состава транспортируемой нефти. Изменения связаны с увеличением добычи особо легкой нефти Вынгапуровского региона и снижением добычи более тяжелой нефти Ноябрьского региона, вследствие чего появляются риски, которые могут отрицательно повлиять на сдачу нефти предприятий "Газпромнефть-Муравленко" и "Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз".

По положению о взаимоотношениях с АО "Транснефть-Сибирь" один из показателей качества нефти который мы должны соблюдать: зна-

чение ДНП не выше 490 мм.рт.ст. Превышение показателя ДНП приведет к остановки сдачи нефти на едином коммерческом узле №531 «Холмогоры», и соответственно приведет к ограничению добычи предприятий "Газпромнефть-Муравленко" и "Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз". Мы не можем допустить развития и наступления данных событий. Решение текущей проблемы заключается в модернизации действующих технологических аппаратов ЦПС Вынгапуровского месторождения. Необходимо рассмотреть новые подходы к технологии подготовки и транспортировки, позволяющие «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» работать на успешное достижение поставленных задач.

#### **Основная задача проекта:**

- Разработка и внедрение технического решения, которое позволит повысить эффективность эксплуатации действующего технологического оборудования ЦПС Вынгапуровского месторождения

#### **Цели проекта:**

- Модернизировать действующее технологическое оборудование
- Повысить качество подготовки углеводородов
- Снизить давление насыщенных паров на ЦПС Вынгапуровского месторождения
- Повысить эффективность эксплуатации нефтепромыслового оборудования
- Исключить риски и затраты будущих лет системы подготовки углеводородов на объектах АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз».
- Доказать экономическую эффективность и инвестиционную привлекательность проект

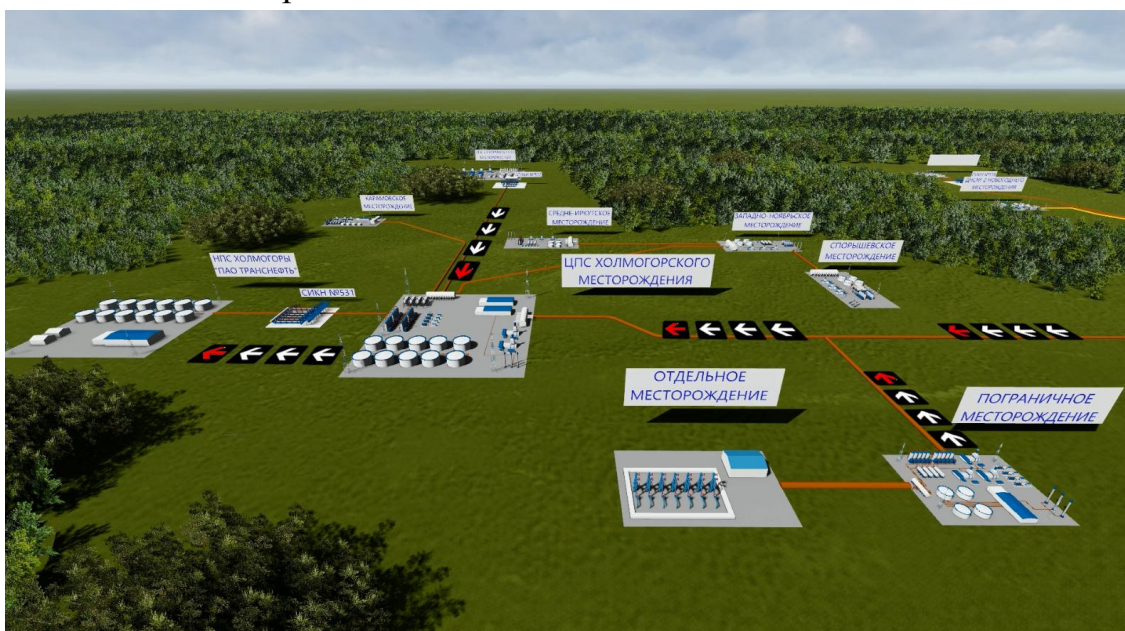


Рисунок 1. Генеральный план объектов



Рисунок 2. Моделирование технологического процесса на объекте



Рисунок 3. моделирование объекта модернизации



Рисунок 4. Моделирование технологического процесса объекта модернизации

## **Применение эжекторов в обвязке кустовых площадок с целью повышения эффективности работы скважин, оборудованных установками электроцентробежных насосов на Вынгапуровском месторождении. Технология добычи нефти и газа**

*Лазарев К.А., Фокин В.А.*

*АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз», г. Ноябрьск*

### **Задача проекта:**

Разработка и внедрение технического решения, позволяющего повысить эффективность эксплуатации скважин, оборудованных УЭЦН.

### **Цели проекта:**

- Разработать проект эжекторной системы, обосновать необходимость внедрения на объектах Компании
- Увеличить потенциал скважины для возможности повышения производительности УЭЦН и роста объемов добычи
- Создать новую, более технологичную схему обвязки кустовой площадки для внедрения эжекторной системы в промышленную эксплуатацию
- Получить положительный экономический эффект и доказать инвестиционную привлекательность
- Сохранить экологическую и промышленную безопасность в процессе добычи нефти и газа

Основным осложняющим фактором в работе механизированного фонда скважин Вынгапуровского месторождения является высокий газовый фактор добываемой скважинной продукции. Выделившийся нефтяной газ, накапливаясь в затрубном пространстве, снижает динамический уровень жидкости в скважине, что в свою очередь приводит к срыву подачи и снижению производительности УЭЦН. Учитывая время и степень разработки Вынгапуровского месторождения необходимо рассмотреть новые подходы к технологии добычи и методы, позволяющие АО «ГАЗПРОМ-НЕФТЬ-ННГ» работать на успешное достижение поставленных задач.

Техническим решением является внедрение эжекторной системы в обвязку кустовых площадок.

### **Этапы реализации проекта:**

- Внедрение эжекторной системы
- Модернизация существующих схем обвязок кустовых площадок
- Модернизация схемы обвязки устья скважины

Спроектированное эжекторное устройство представляет собой струйный насос и в рамках реализации нашего проекта предназначен для оптимизации работы скважин оборудованных УЭЦН. При внедрении проекта появляется дополнительный потенциал для увеличения производительности насоса, который определяется разностью динамических уровней: до и после запуска эжектора и который может быть реализован в виде дополнительной добычи нефти.



Крепление деталей осуществляется резьбовым соединением для возможности оперативной замены типоразмера сопла.

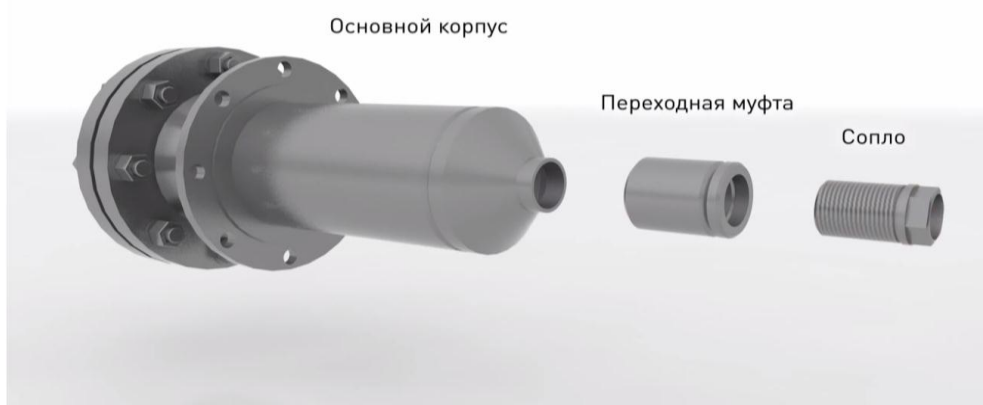


Рисунок 1. Конструкция приемной камеры эжекторного устройства

Установка эжектора осуществляется посредством фланцевого соединения для удобства и сокращения времени на демонтаж/ревизию/монтаж данного устройства.



Рисунок 2. Конструкция эжекторного устройства

Пластовая жидкость подается на прием эжектора. Проходя через сопло аппарата, жидкость с кустовой площадки ускоряется, в результате чего в приемной камере создается область пониженного давления. В результате перепада давления происходит эжекция газа в камеру смешения. Происходит постоянная принудительная откачка газа из затрубного пространства. Давление в затрубном пространстве понижается до значения давления в приемной камере, динамический уровень повышается. Появляется дополнительный потенциал для увеличения производительности насоса, который может быть реализован в виде дополнительной добычи нефти.

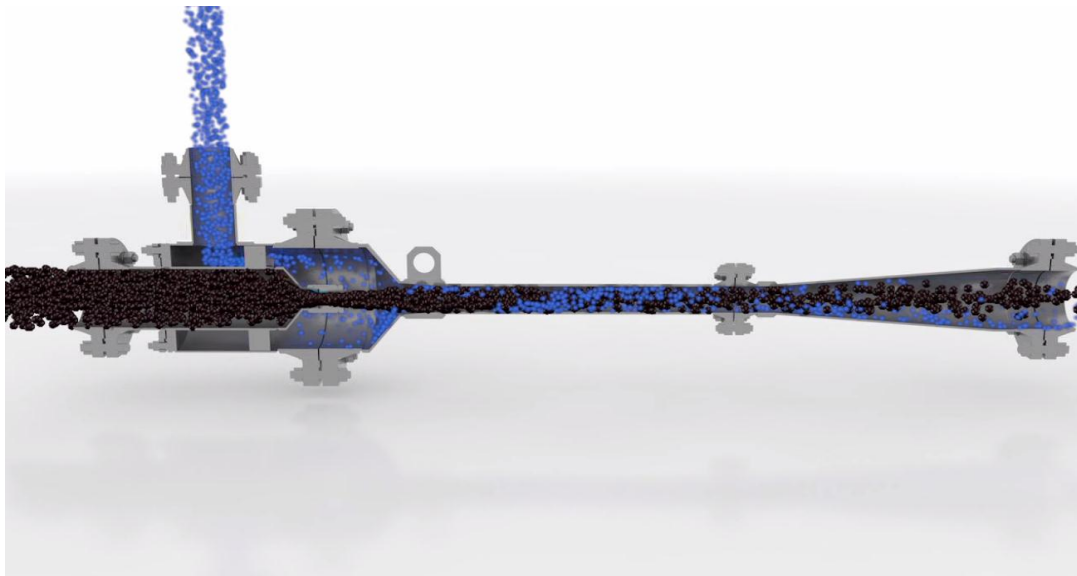


Рисунок 3. Моделирование движения жидкости и газа в эжекторном устройстве

Для монтажа эжекторного устройства (струйный насос) разработана новая обвязка кустовой площадки. Эжектор установлен за АГЗУ. В данном проекте выбрано фланцевое соединение для удобства, надежности и сокращения времени монтажа /демонтажа в ходе проведения работ по ревизии или других технологических операций.

Состоит эжекторная система из следующих элементов:

- Отдельная линия отвода газа из затрубного пространства, которая отведена за АГЗУ в точку подключения к эжекторному устройству
- Байпасная линия
- Секущие ЗКЛ
- Клапанный узел для предотвращения обратного движения газа
- Эжекторное устройство

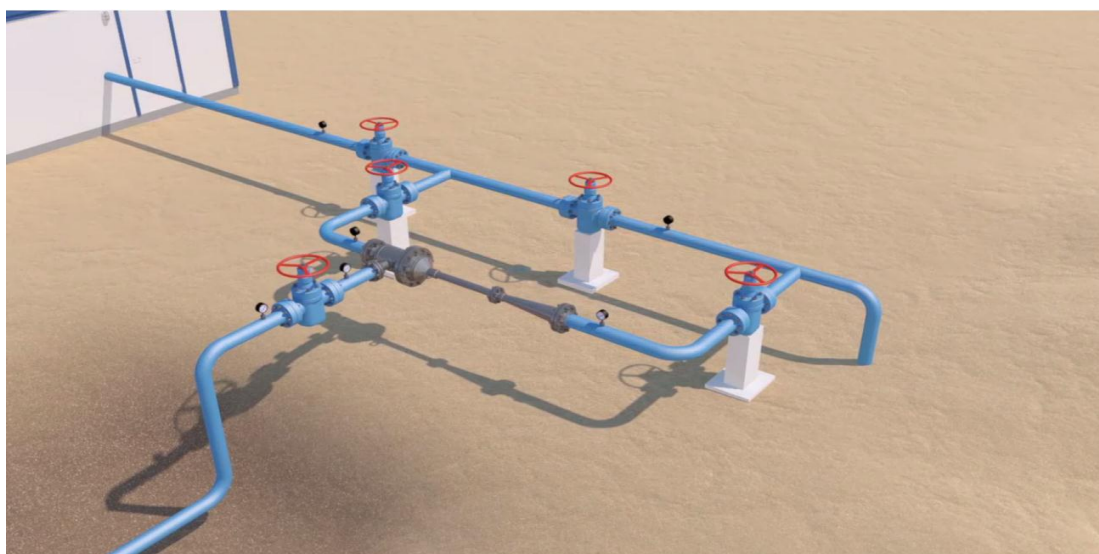


Рисунок 4. Монтаж эжекторного устройства на кустовой площадке

Манифольд каждой скважины на кустовой площадке будет обязан на отдельную линию газа затрубного пространства и отведен за АГЗУ в точку подключения к эжекторному устройству.

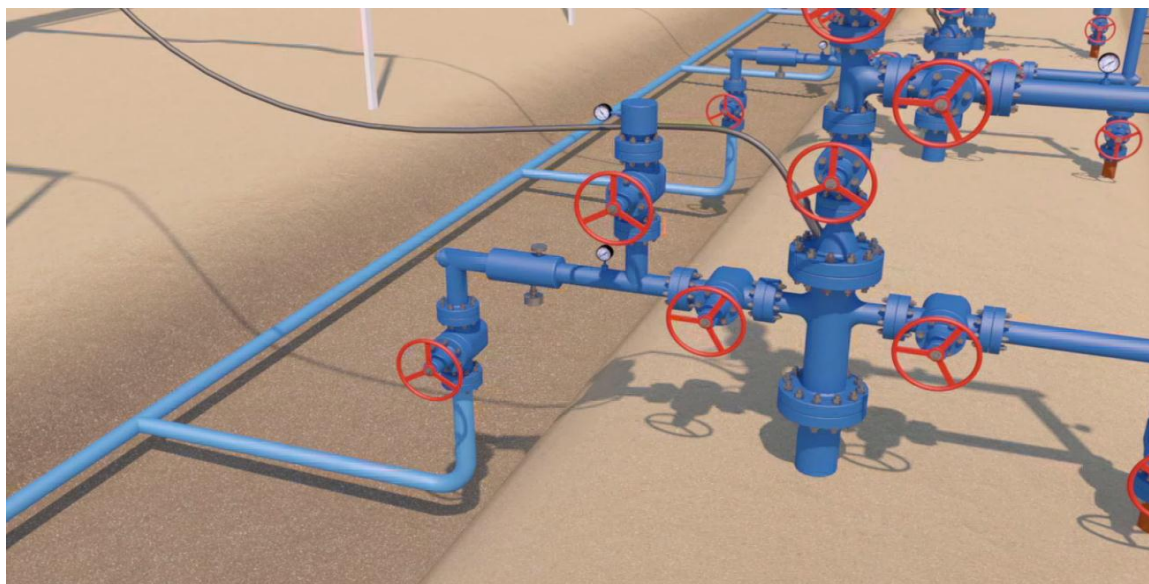


Рисунок 5. Обвязка устья скважины

Эжекторная система обеспечивает положительный эффект от внедрения. Параметры до внедрения:

- 53м<sup>3</sup>/24т, после внедрения 63,6м<sup>3</sup>/29т.

Прирост дебита после внедрения модернизации:

- 10,6м<sup>3</sup>, по нефти 4,8 т суточной добычи.

В данном проекте представлен комплекс мероприятий, позволяющий внедрить представленное техническое решение и повысить эффективность работы добывающего фонда скважин. В процессе разработки проекта достигнуты следующие цели и результаты:

- Доказано повышение динамического уровня и, как следствие, увеличение потенциала скважины
- Доказано увеличение производительности УЭЦН
- Доказано увеличение производственных показателей
- Получен положительный экономический эффект, доказана инвестиционная привлекательность внедрения проекта в промышленную эксплуатацию
- Сохранена экологическая и промышленная безопасность

## СЕКЦИЯ «Информационные технологии в нефтегазовой отрасли и геологии»

### Автоматизированные системы управления магистрального нефтепровода

*Артёмов А.Ю., Калимуллина Д.С., Сыч К.М., Квасов И.Н.*

*Омский государственный технический университет, г. Омск*

Автоматизация – основная цель которой заключается в отстранении рабочего персонала от прямого участия в рабочем процессе. Процесс транспортировки нефти и нефтепродуктов с промысла к потребителю, представляет собой перекачку продукта с помощью трубопровода из одного места хранения в другое. Жидкость по трубопроводу в среднем движется со скоростью 3 м/с, с учетом перепадов давления, которое создается с помощью нефтеперекачивающих станций НПС и регулирующих задвижек. НПС устанавливаются на расстоянии от 70 до 150 км, разница месторасположения станции зависит от рельефа местности прохождения трубопровода. [1]

Актуальностью темы является то, что с увеличением добычи и переработки нефти требуются новые постройки, для магистральных нефтепроводов целесообразно управлять и контролировать с помощью электронно-вычислительных машин со специальным программным обеспечением операторами, диспетчерами и другим персоналом.

Существует несколько автоматизированных систем управления:

1. Автоматизированная система управления пропускной способности в НПС магистрального нефтепровода
2. Система диспетчерского контроля и управления
3. Автоматический двунаправленный контроль станции

***Автоматизированная система управления пропускной способности на НПС магистрального нефтепровода.***

Система разработана компанией **Интек**. При работе НПС отслеживается давление жидкости на участках трубопровода с помощью датчиков, которые установлены на входе и выходе НПС. Данные по давлению приходят в автоматизированную систему НПС. Полученные данные анализируются автоматизированной системой управления АСУ и выдает оператору рекомендуемые допустимые значения давления. Если значения давления не соответствуют допустимым нормам, то оператор регулирует с помощью АСУ меняет вводит новое положение задвижки и электропривод самостоятельно меняет его. Данные о состоянии давления в трубопроводе и изменения положения задвижек автоматически вносятся в специально-отнесенные для этого журналы учета оператором. [2]

В случае обнаружении неполадок работы насосной станции определяется характер неисправности АСУ и передается информация оператору. Если штатная ситуация неисправности, то ремонт производится местным работником. Например, вышел из строя электропривод – от-

правляется заявка на ремонт электропривода; неисправна задвижка – подается заявка механику. Все действия автоматически фиксируются в журналах отчета. Оператор контролирует процесс управления и может вносить свои коррективы. В случае нештатной ситуации оператор передает управление диспетчеру. [3]

На рисунке 1 представлена мнемосхема процесса автоматизированной системы управления на НПС.

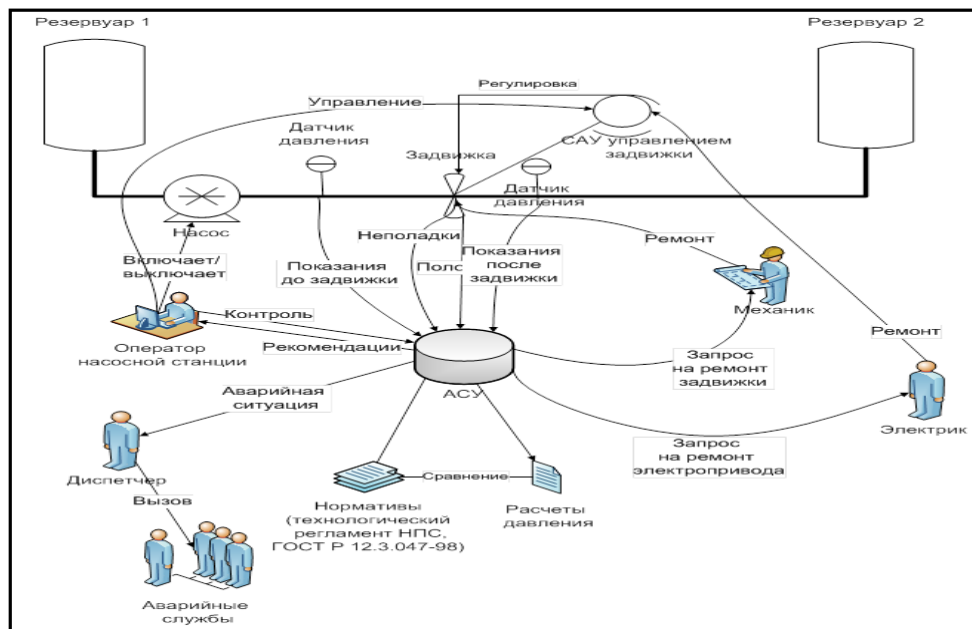


Рисунок 1. Мнемосхема АСУ

#### Достоинства АСУ:

- Оперативная информация о состоянии давления в трубопроводе ТП;
- Быстрые расчеты допустимого и оптимального давления в ТП;
- Устранение человеческого риска в различных расчетах;
- Своевременное оповещение ремонтных служб;
- Автоматическая запись и хранение информации;
- Снижение риска экологических и техногенных аварий.

#### В АСУ входит:

1. Центральный сервер сбора данных;
2. Автоматизированное рабочее место контролирующих пунктов;

#### **Система диспетчерского контроля и управления СДКУ**

Система, разработанная компанией *ЭлеСи* предназначена для объединенной системы диспетчера и сбора информации о функционировании магистральных нефтепроводов. Система состоит из системы контроля и управления объектного уровня, и имеет четырехуровневую иерархическую распределенную автоматизированную систему управления. Объектный уровень включает в себя территориальную, региональную систему управления. Основными функциями СДКУ является оперативный контроль и

управление технологическим процессом, передача команд управления, регистрация и оповещение персонала об авариях, сбор, обработка хранения и визуальных данных. [4]

### ***Автоматизированная система управления клапаном***

Система компании *Gevalco* создала автоматизированный модуль управления, который обеспечивает защиту независимо от направления потока жидкости. Система отслеживает уровень давления и, когда перепад достигает регулируемой отметки, инициирует управляющее воздействие на клапан. [5]

АСУ не может обеспечить полную безопасность технологического процесса. Каждая система играет важную и ответственную работу на магистральном нефтепроводе и облегчает контроль за всей линейной частью и сооружениями. Системы требуют значительных дополнительных затрат на установку и обучение персонала.

### **Библиографический список**

1. Мусайбекова, А. К. Мониторинг линейной части магистрального нефтепровода. Внутритрубная диагностика / А. К. Мусайбекова, Ю. В. Непойранова, И. Н. Квасов // Техника и технология нефтехимического и нефтегазового производства: материалы XVIII Междунар. науч.-техн. конф – Омск, 2018. – С. 188.

2. Квасов, И. Н. К вопросу методологии оценки риска техногенных объектов / И. Н. Квасов, Е. В. Шендалева // Трубопроводный транспорт углеводородов: материалы Всероссийской науч.-практ. конф с международным участием – Омск, 2017. – С. 169-176.

3. Анализ безопасности и рисков критически и стратегически важных нефтепроводов. / Н. А Махутов [и др.] // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и трубопроводов. – 2011. – №2. – С. 6-13.

4. Особенности сейсмостойкости магистральных трубопроводов [электронный ресурс] // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и трубопроводов – Режим доступа: <http://www.pipeline-science.ru/>

5. Советов, Б. Я. Теоретические основы автоматизированного управления. / Б. Я. Советов, В. В. Цехановский / Учебник для вузов. – Москва: Высшая школа, 2006. – 461 с.

### **К задаче районирования при поиске и разведке полезных ископаемых**

*Балуева А.Э., Чевычелова А.Г., Шевченко Н.Г.*

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

С 50-х годов XX века в науке в связи с развитием вычислительной техники и средств связи зародились новые направления, связанные с математизацией знаний. Возникла необходимость их методолого-теоретической и организационной поддержки. Предполагалось, что такую поддержку может

оказать новый научный подход к научным исследованиям, который был назван системным подходом. Генеральное развитие процесса совершенствования знаний при разрешении проблем в науке, - последовательное проведение их методологизации, формализации, теоретизации, математизации и только потом компьютеризации [1].

Мы следуем, тому, что системный подход реализуется в последовательность задач для большинства описательных наук. А именно: выделения объектов исследования, их описания и сравнения, классифицирования и распознавания, оценивания, районирования, периодирования и прогнозирования. Эти задачи, при условии использования для их постановки и решения математики и ЭВМ, на основе методолого-теоретических схем, являются *задачами искусственного интеллекта*.

Используя различные представления логиков (математиков), физиков, инженеров и психологов, можно “сконструировать” из них новые представления и для описательных наук, и для прикладной математики, с учетом уже известных результатов по искусственному интеллекту.

Перечень *общих* формальных задач геологии, опирающихся на комплексные данные включает: 1) ретрогноз (выяснение из чего, как, когда и при каких условиях появились рассматриваемые объекты), 2) прогноз (определение, каковы будут в будущем рассматриваемые объекты, если воздействия на них и условия их сосуществования будут такими-то), 3) поиск (отыскание среди рассматриваемых объектов таких, которые принадлежат к фиксированному виду), 4) разведка (указание эффективных способов изучения и использования рассматриваемого объекта). 5) строение (установление связи одних свойств и характеристик рассматриваемых объектов одного вида с другими с учетом координат или/и времени), 6) конструирование (указание способа создания объектов фиксированного класса из имеющихся объектов фиксированного вида).

Наибольший интерес представляют задачи поиска и разведки так называемых тел полезных ископаемых, которые интерпретируются через *частные* формальные задачи геологоразведочной деятельности так [2]: - выделение в геотелах  $A$  геотел  $B$ ; -разделение геотел  $B$  на возможно перспективные  $B1$  и прочие  $B2$ ; - упорядочение геотел  $B1$  по перспективности; - технологическая характеристика первых перспективных геотел  $B1-1$ ; - экономическая характеристика самых перспективных геотел  $B1-0$ .

Вышеупомянутые *частные* задачи могут интерпретироваться через базовые задачи искусственного интеллекта. Это позволяет ставить вопрос о формальном описании любой геологической деятельности. Аналогичным образом можно выделить общие и частные формальные задачи любой другой описательной науки (положим, медицины или демографии и др.).

Сфокусируемся на задаче выделения в геотелах  $A$  геотел  $B$ . В практике геологоразведки это направление исследований – районирование. В простейшем случае районирование, положим, территорий некоторого класса, реализуется как бы в три этапа:

На первом этапе отбирается несколько территорий этого класса (полигонов), внутри которых в узлах «прямой» сети с ячейкой размером  $A$  проводятся наблюдения «прямых» свойств  $\Phi$  и реализуется сначала «экспертами», затем «специалистами» их «прямое» районирование, желательно «просто», позволяющее в последующем «просто» достичь заданных целей, при фиксированных условиях и способах их достижения. При этом «большие» затраты, связанные с таким районированием, во внимание не принимаются («важно, что хорошо, не важно, что дорого»).

На втором этапе внутри тех же территорий – полигонов в узлах «косвенной» сети наблюдений с ячейкой размером  $A'$ ,  $A' < A$ , проводятся наблюдения «косвенных» свойств  $F$  и реализуется их «косвенное» районирование, может быть, «сложное», «близкое», в заранее заданном смысле, к «прямому» районированию и связанное с «малыми» затратами («важно, что удовлетворительно и не дорого»).

На третьем этапе внутри всех остальных территорий этого класса в узлах «косвенной» сети с ячейкой размером  $A'$  проводится наблюдение «косвенных» свойств  $F$  и реализуется их «косвенное» районирование, разработанное на втором этапе.

Первый и второй этапы – построение модели, третий – ее использование.

Важно, что первый и второй этапы требуют параллельного разрешения самостоятельной и сложной проблемы введения и выбора мер сходства.

Понятие сходства лежит в основе развития познавательного анализа, особенно, в развитии философии и практики геологоразведки. Согласно концепции стадийности геологоразведки, районирование использует процесс фиксации аналогичных объектов (точек, проб и т.д.). Суждение по аналогии опирается на понятие сходства, а выделение сходных объектов (классов) на построение отношений эквивалентности. Реализация отношения эквивалентности обеспечивается построением модели связных групп объектов по множеству «косвенных» свойств  $F$  (математически – анализ обыкновенного графа на связность).

Вычислительная «емкость» этого анализа данных требует построения быстродействующих алгоритмов адаптированных к фиксированному классу экспериментальных данных. Создание высокопроизводительного алгоритма (желательно линейно зависящего от размерности экспериментального материала), конструирование таких данных и тестирование на них программного обеспечения является первоочередной задачей настоящего исследования.

На практике построение компьютеризованных процедур районирования уже предпринималась неоднократно. Однако изменение технологий программирования и отсутствие философии сохранения наработок привело к тому, что на сегодняшний день мы не обнаруживаем реализации систем обработки для решения этих задач на ЭВМ, которые бы были пред-



ставлены в «дружественных» нотациях и обладали бы характеристикой «открытости и модифицируемости» при изменении постановок содержательных задач.

Попытку изменения этой «практики» представляется целесообразным предпринять на базе использования пионерных российских разработок по визуальным технологиям программирования [3].

#### Библиографический список

1. Воронин, Ю. А. Компьютеризация описательных наук. Анализ применения ЭВМ в геологоразведке // Взаимодействие наук как фактор их развития / Ю. А. Воронин. – Новосибирск: Наука, 1988. – С. 120-129.

2. Воронин, Ю. А. Применение математики и ЭВМ в геологии: уроки на будущее / Ю. А. Воронин. – Новосибирск, 1999. – 25 с.

3. Паронджанов, В. Д. Как улучшить работу ума: Алгоритмы без программистов – это очень просто. – Москва: Дело, 2001. – 360с.

### **Внутритрубное диагностирование трубопроводов коммунального назначения методом акустического резонанса**

*Калимуллина Д.С., Сыч К.М., Артёмов А.Ю., Титенко В.В.*

*Омский государственный технический университет, г. Омск*

Для того, чтобы обеспечить полную безопасность, безотказность работы, надежность, а также фактическую техническую состояния объектов магистральных нефтепроводов, определить срок службы на рабочих режимах на протяжении всего срока эксплуатации магистральных нефтепроводов необходимо проводить периодическое диагностирование объектов магистральных нефтепроводов. [1]

Общая протяженность коммунальных сетей (магистральных газопроводов и нефтепроводов) в Российской Федерации составляет 231,7 тыс. км. Россия находится на 2-ом месте по количеству трубопроводов. В год происходит около 200 аварий на 1000 км в коммунальных сетях. По данным Федеральной службы государственной статистики (ФСГС России) степень износа коммунальных сетей варьируется от 50 до 70 %. Нормативный срок безопасной эксплуатации составляет 33 года. Нужна надежная система непрерывного диагностического контроля технического состояния нефтепроводов, обнаружения утечек – диагностирование. [2]

Благодаря внутритрубной диагностике методом акустического резонанса можно определить фактическое техническое состояние трубопровода длиной до 1500 м из одной точки доступа с высокой производительностью (750 м за 2 ч 40 мин.).

Своевременная диагностика позволяет:

- 1) Дать оценку состояния трубопровода;
- 2) Сделать выводы о возможности и сроках дальнейшей безопасной эксплуатации;

### 3) Предупредить о развитии аварийно-опасных ситуаций.

Внутритрубное диагностирование трубопроводов коммунального назначения методом акустического резонанса позволяет определять (рисунок 1):

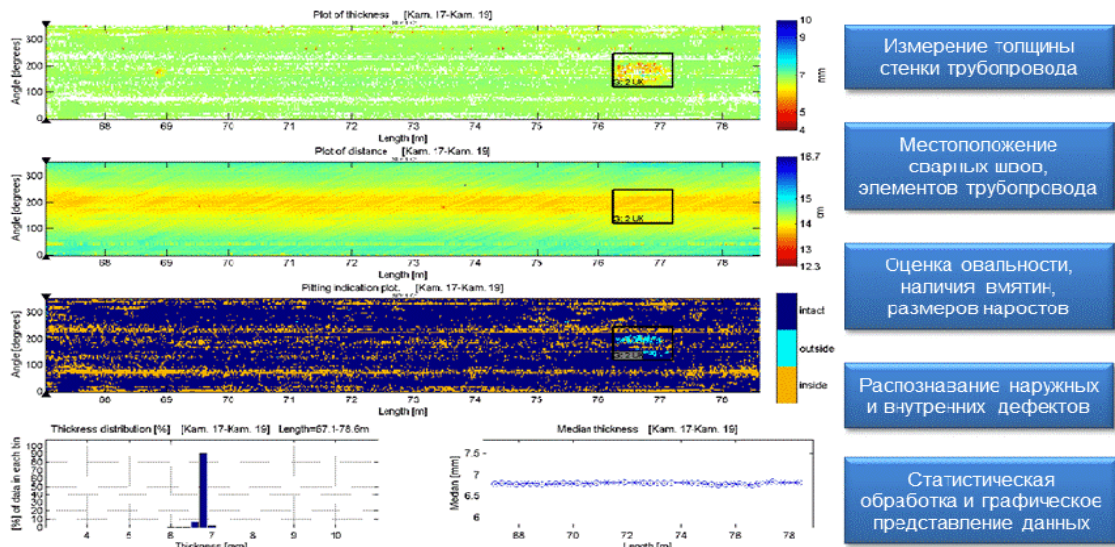


Рисунок 1. Карта-схема результатов диагностирования

- 1) Остаточную толщину стенки трубопровода на всем диагностируемом участке;
- 2) Точное местоположение коррозионных дефектов;
- 3) 100 % контроль всего участка трубопровода;
- 4) Потрубную раскладку с характеристикой каждого элемента трубопровода (рисунок 2);

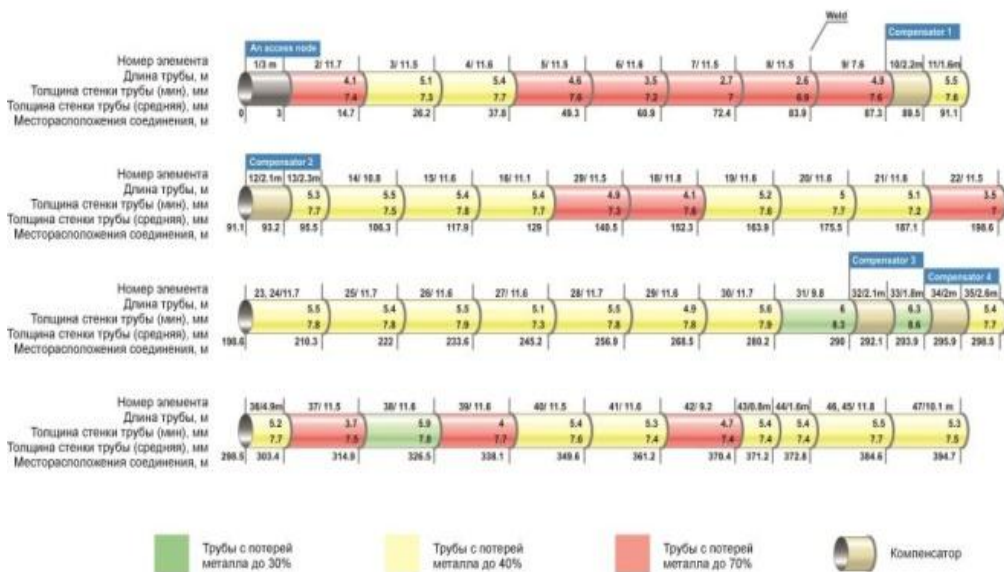


Рисунок 2. Потрубная раскладка трубопровода

- 5) Остаточный ресурс трубопровода;
  - 6) Заключение о техническом состоянии трубопровода;
  - 7) Рекомендации по ремонту и дальнейшей эксплуатации трубопровода (режимы эксплуатации);
  - 8) Сроки проведения следующего диагностического обследования. [3]
- При своевременной диагностике трубопровода разрешатся вопросы эксплуатации и срока службы, что существенно снизит риск возникновения проблем, приводимые к глобальному исходу.

#### Библиографический список

1. Мусайбекова, А. К. Мониторинг линейной части магистрального нефтепровода. Внутритрубная диагностика / А. К. Мусайбекова, Ю. В. Непойранова, И. Н. Квасов // Техника и технология нефтехимического и нефтегазового производства. Материалы из 8-й международной научно-технической конференции – Омск, 2018 – С. 188.
2. Мусайбекова, А. К. Диагностирование трубопроводов / А. К. Мусайбекова, И. Н. Квасов // Техника и технология нефтехимического и нефтегазового производства. Материалы из 8-й международной научно-технической конференции – Омск, 2017 – С. 168-169.
3. Внутритрубное диагностирование по технологии акустического резонанса [Электронный ресурс] // ООО «ЮНИКОН-ЗСК» – Режим доступа: <https://unicon-pirs.ru/uslugi/kompleksnaya-diagnostika-truboprovodov/vnutritrubnoe-diagnostirovanie-po-tekhnologii-akusticheskogo-rezonansa/>.

### Определение действительного пластового давления для расчета УЭЦН

*Набиуллин А.Ш.*

*АО «Самотлорнефтегаз», г. Нижневартовск*

По роду своей деятельности сначала технологом в цехе добычи и уже специалистом в отделе по работе с механизированным фондом скважин сталкивались с такой проблемой, что часть расчетов проведенных на специализированном программном обеспечении не совпадает с фактическими показателями дебита по жидкости и давлением на приеме после ремонта, а другая часть – совпадает. В результате возникают следующие проблемы: отсутствие притока при уменьшении глубины спуска установки электроцентробежного насоса (УЭЦН), повторные оптимизации с увеличением типоразмера УЭЦН и смены на базовом фонде не на максимальный потенциал скважины. При этом геологические исходные параметры известны и внесены в «шахматку», а для расчета выбирается дебит, который замеряется групповой замерной установкой (АГЗУ) на

кусту, и давление на приеме насоса, которое определяется датчиком термо-манометрической системы (ТМС). После внесения данных параметров в программу определяется забойное давление и рассчитывается коэффициент продуктивности скважины. Для расчета коэффициента продуктивности скважины требуется пластовое давление, которое предоставляет геологическая служба. Таким образом, в процессе расчета скважин технолог оперирует замеряемыми параметрами в реальном времени и только пластовым давлением, которое не замеряется во время работы скважины. В результате чего возникло предположение о том, что пластовое давление является некорректным, что и подтвердилось на примере нескольких скважин. Скважина 1 – разница с пластовыми давлениями составляет 56 атмосфер (таблица 1).

Таблица 1

Исходные данные по скважине 1

Параметр	Шахматка	Действительное
Пластовое давление	145	89
Коэффициент продуктивности	0,456	1,5
Дебит жидкости расчетный	43	67
Дебит нефти расчетный	12,7	19,8
Прирост по нефти	0	+7,1т

На рисунке 1 представлено восстановление давления на приеме после остановки.

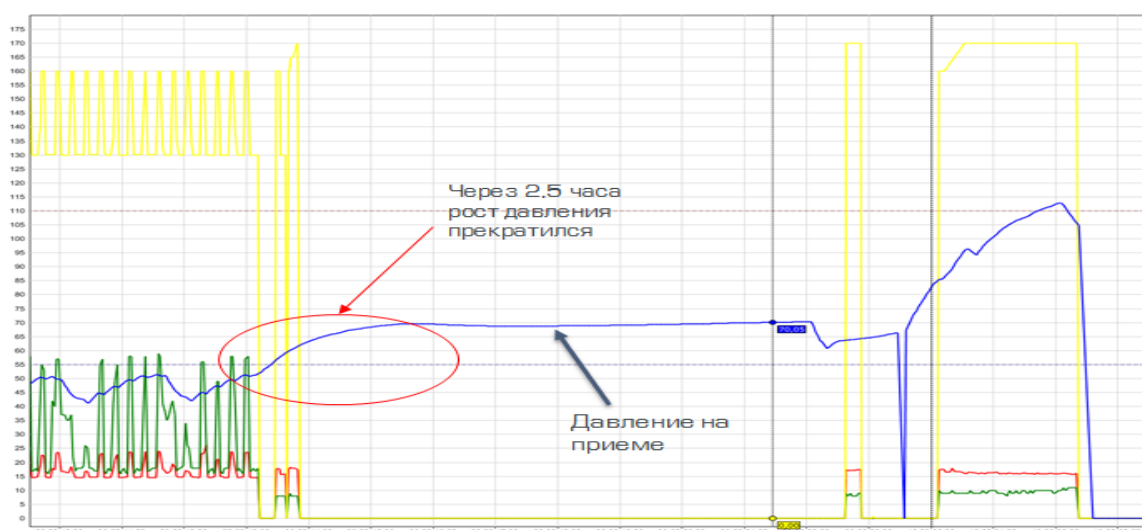


Рисунок 1. Скважина 1

За два с половиной часа давление на приеме восстановилось до пластового и составило 89 атмосфер с учетом столба жидкости от приема насоса до интервала перфорации. Разница в коэффициентах продуктивности составляет в 3 раза, что в дальнейшем при расчете повлияет на выбор необходимого типоразмера УЭЦН для дебита 67 м<sup>3</sup>/сут и получения дополнительного прироста по нефти.

Следующий пример с проведением повторной оптимизации в течение одного месяца (таблица 2). Запуск 1 были произведен по расчетам из «шахматки», в результате чего получены фактические параметры выше расчетных, а запуск 2 по расчетам от запуска 1. Но это можно было избежать, произведя расчет от действительного пластового давления, которое оценили по статическому уровню перед запуском скважин и с одного подхода спустить необходимого оборудования на максимальный потенциал скважины.

Таблица 2

Исходные данные по скважине 2

Параметр	Остановочные параметры	Шахматка	Действительное	Запуск 1	Запуск 2
Пластовое давление		154	108		
Коэффициент продуктивности		1,33	3,56		
Дебит жидкости	100	132	225	133	270
Дебит нефти	7	9,3	15,3	11,6	16,2
Давление на приеме	75	43	31	74	33
Глубина спуска	1802	1760	1760	1760	1560
ЭЦН	100	125	250	125	250
Прирост по нефти		+2,3т	+7,1т	+4,6т	+9,2т

Выше были рассмотрены методы экспресс-оценки пластового давления на основании восстановления давления на приеме насоса и расчета от статического уровня перед запуском, но они работают не всегда, если скважина работает непрерывно и с большой наработкой, то оценить пластовое давление корректно не получится. Основной причиной некорректного пластового давления является то, что необходимо его замерять на остановленной скважине, но в условиях текущих реалий, это невозможно сделать из-за «гонки» за добычей нефти. Поэтому предлагается новый способ, который позволит определять корректно на рабочей скважине, на основе зависимости дебита и давления (рисунок 2).

Данный модуль реализуется на базе ПО Регион, где выбирается несколько точек работы скважины с разными дебитами и давлениями и на основании этого строится зависимость, с помощью которой определяется текущий коэффициент продуктивности и соответственно рассчитывается действительное пластовое давление. Это позволит подбирать оптимальное оборудование на максимальный потенциал скважины, сократить количество ремонтов скважин, подходов бригад ремонта, освободит мощности сервисной базы и трудоресурсов работников цехов добычи на расчет скважин и подготовку документов.

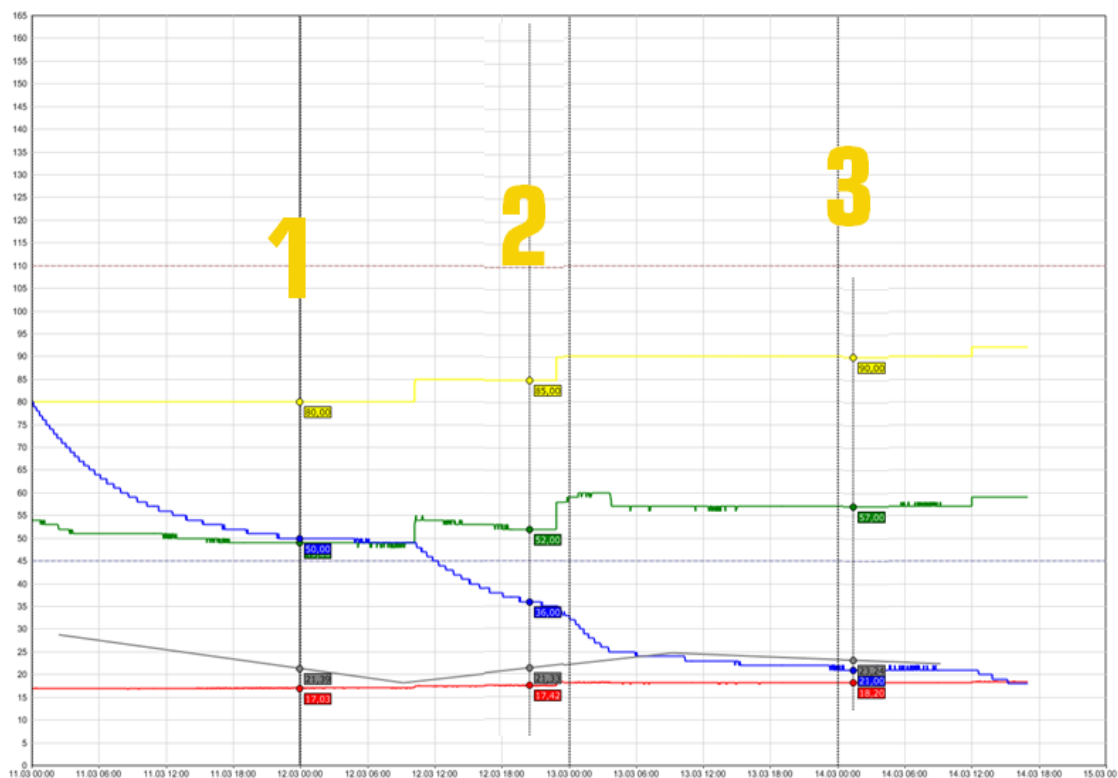


Рисунок 2. Концепт механизма определения пластового давления

### Термодинамические характеристики свободных тепловых газовых вихрей

Обухов А.Г.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

В экспериментальных исследованиях были предприняты попытки создания течений, которые близки к природным огненным вихрям. При этом не использовались меры принудительной их закрутки. В частности, работа [1] продемонстрировала принципиальную возможность физического моделирования концентрированных свободных огненных вихрей в условиях лаборатории и без использования различных закручивающих устройств с участием нескольких источников нагрева. В ней приведено до-

статочно подробное описание экспериментальной установки для генерации свободных огненных вихрей и приведено детальное описание особенностей их возникновения. Подробное фиксирование процесса позволило получить необходимые сведения о фундаментальных условиях генерирования процесса подобного рода вихрей.

Цель данной работы – численно смоделировать этот эксперимент и провести детальный анализ термодинамических параметров возникающих сложных течений воздуха в начальной фазе образования восходящего закрученного потока, который вызывается нагревом нижней поверхности девятнадцатую (как в эксперименте) источниками нагрева.

Для проведения численного исследования подобных течений используется полная система уравнений Навье-Стокса [2].

При постоянных значениях коэффициентов теплопроводности и вязкости за начальные условия были приняты такие функциональные зависимости, которые задают одно из точных решений [3] полной системы уравнений Навье-Стокса. Фактически этими же функциями можно описывать покоящийся воздух в атмосфере Земли в поле силы тяжести.

Расчетной областью предлагается считать куб с длинами сторон, равными единице длины.

Вертикальная компонента скорости газа на нижней грани расчетного куба в расчетах бралась равной нулю. Нагрев до температуры горения таблеток  $300^\circ\text{C}$  в каждой из 19 областей был смоделирован следующей функцией, выражающей собой зависимость температуры от соответствующих координат источников и времени нагревания:

$$T(x, y, t) = 1 + T^* (1 - \exp(-10t)) \exp\left(-\frac{(x - x_n)^2 + (y - y_n)^2}{r_0^2}\right),$$

где  $T^*$  – нагрева,  $r_0$  – эффективные радиусы областей нагрева,  $x_n, y_n$  – декартовы координаты всех 19 центров нагрева. Две другие компоненты скорости газа и плотность внизу расчетной области брались исходя из условий непрерывности потока [4]. На остальных же гранях для плотности, температуры и трех компонент вектора скорости значения брались исходя из условий непрерывности [4].

Таким образом, предлагаемые граничные условия фактически моделируют процесс появления трехмерных, нестационарных течений воздуха при нагреве его снизу 19 (как в эксперименте) источниками. При этом воздух имеет возможность свободного движения сквозь все грани, кроме нижней.

«Численные решения полной системы уравнений Навье-Стокса с соответствующим образом выбранными начальными условиями и краевыми условиями позволило по явной разностной схеме определить искомые функции в узлах расчетной сетки расчетной области на произвольном временном расчетном шаге».

На рисунке 1 изображены характерные распределения термодинамических параметров потока воздуха для высоты 0.5 м в конкретный фиксированный момент времени, равный 1 минуте.

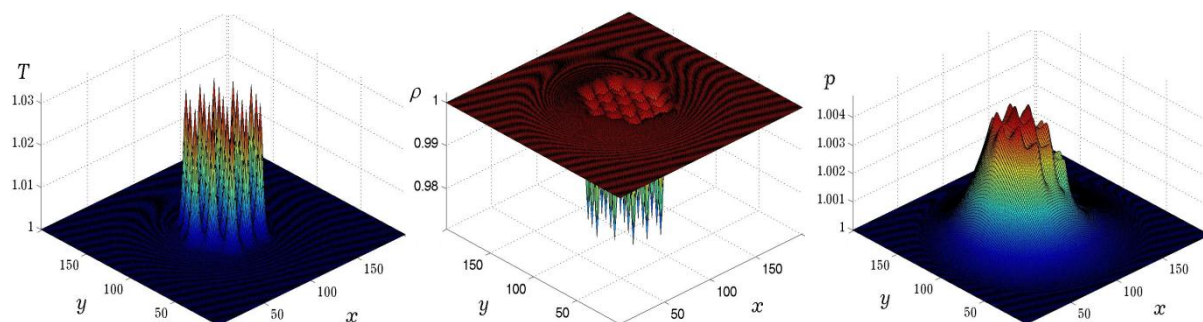


Рисунок 1. Распределение температуры, плотности и давления

Результаты расчетов показывают, что в начальные моменты нагрева температура нижней грани расчетного куба имеет повышенные значения вблизи каждой из областей источников нагрева. С увеличением промежутка времени области с более высокими значениями температуры распределяются вдоль горизонтальной поверхности. Согласно расчетам также наблюдается общие колебания значений температуры относительно среднего их значения, амплитуда которых постепенно уменьшается.

Результаты расчетов также показывают, что в начальные моменты нагрева плотность газа вблизи нижней грани расчетного куба имеет пониженные значения в виде воронок вблизи каждой из областей нагрева. Из результатов расчетов также следует, что значения плотности аналогично значениям температуры в начале нагрева испытывают затухающие колебательные изменения относительно фиксированного среднего значения.

С помощью проведенных расчетов выявлено существование локальных участков максимумов давления, которые располагаются вблизи каждой из областей нагрева. Кроме того отмечено, что в начальной фазе нагрева нижней грани расчетного куба периферическое давление соответствует первоначальному стационарному его распределению. В процессе постепенного нагрева давление на периферийных участках начинает повышаться. Подобно температуре и плотности значения давления подвержены затухающим периодическим колебаниям относительно некоторого среднего значения. Подобного рода периодические изменения температуры, плотности и давления видимо являются следствием переходных процессов, происходящих при нагреве. По мере продолжения нагрева амплитуда указанных колебаний постепенно уменьшается.

Исходя из проведенных расчетов основных термодинамических параметров потоков воздуха, возникающих при нагревании нижней грани расчетной области посредством нескольких локальных источников можно сделать вывод. Предлагаемая математическая модель – полная система



уравнений Навье-Стокса – при определенных начально-краевых условиях позволяет успешно проводить численные эксперименты по адекватному описанию возникновения нестационарных трехмерных закрученных течений. Установленные в процессе расчетов изменения локальных перепадов давления неизбежно приводят к соответствующим течениям газа в горизонтальных и вертикальных плоскостях.

#### Библиографический список

1. Вараксин, А. Ю. О возможной генерации огненных вихрей без использования принудительной закрутки / А. Ю. Вараксин, М. Э. Ромаш, В. Н. Копейцев, М. А. Горбачев // Доклады Академии Наук. – 2014. – Т. 456, № 2. – С. 159-161.
2. Баутин, С. П. Разрушительные атмосферные вихри и вращение Земли вокруг своей оси / С. П. Баутин, С. Л. Дерябин, И. Ю. Крутова, А. Г. Обухов. – Екатеринбург: УрГУПС, 2017. – 336 с.
3. Баутин, С. П. Одно точное стационарное решение системы уравнений газовой динамики / С. П. Баутин, А. Г. Обухов // Известия вузов. Нефть и газ. – 2013. – № 4. – С. 81-86.
4. Баутин, С. П. Об одном виде краевых условий при расчете трехмерных нестационарных течений сжимаемого вязкого теплопроводного газа / С. П. Баутин, А. Г. Обухов // Известия вузов. Нефть и газ. – 2013. – № 5. – С. 55-63.

### **Основные принципы моделирования технологических процессов промышленной подготовки, первичной переработки углеводородного сырья**

*Рычков Д.А., Мозырев А.Г., Воропаева А.Ю.*

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

Моделирование технологических процессов химико-технологических систем и химической технологии (к ним относятся и установки промышленной подготовки газа и конденсата) как отдельное направление развивается уже достаточно давно. Над этим направлением в разное время работали ученые А.И. Брусиловский, В.С. Бесков, Ю.Л. Вяткин, В.И. Ионов, Ю.М. Жоров, В.В. Кафаров, В.А. Холоднов и др. В настоящее время для этих целей широко применяются специальные программные продукты – системы технологического моделирования (СТМ), среди которых в России наиболее популярны Gibbs, ГазКондНефть и HYSYS.

Основными принципами моделирования процессов подготовки, переработки и лабораторных испытаний углеводородных потоков являются следующие положения. Подробная модель любой схемы, предназначенная для расчета балансов и составов продуктов, должна включать основные ее элементы – это аппараты, в которых происходит разделение потоков на несколько с изменением составов продуктов. К таким аппаратам относятся

сепараторы и ректификационные колонны. Помимо этого, в модели должны быть корректно заданы изменения термобарических условий по ходу движения потока сырья – то есть, задано изменение температуры и давления потоков при прохождении теплообменных аппаратов, дросселей, насосов и компрессоров. Детальность модели зависит от решаемой задачи. Так, при ниточных схемах установок (когда установка содержит несколько типовых технологических линий) для балансовых расчетов достаточно создания модели одной технологической линии. При этом, если пользователем не задается конструкция аппаратов (габаритные размеры, наличие насадок в сепараторах, диаметры штуцеров), то аппараты рассчитываются как идеальные и расход сырья на входе такой модели технологической линии может быть равен суммарной производительности всей установки. В том случае, когда характеристики оборудования задаются пользователем (например, для конструкторских расчетов), расход на входе модели технологической линии должен соответствовать фактическому.

Современные системы технологического моделирования предлагают пользователю множество аппаратов, доступных для использования в модели. При этом, требуется расположить на схеме требуемые аппараты и соединить их потоками. Далее требуется задать состав и условия сырья – то есть, температуру, давление и расход потока. Состав сырья задается по экспериментальным данным. В случае отсутствия экспериментальных результатов состава сырья установки, используют процедуру рекомбинации состава пластового флюида по данным составов продуктов установки.

После задания всех исходных данных, пользователь запускает расчет. В результатах чаще всего наибольший интерес представляют материальный баланс установки, составы и свойства продуктов. Требуемые значения расчетных параметров, задаваемые пользователем, еще называют спецификациями. Оцениваются расхождения результатов расчетов со спецификациями, и модель настраивается для снижения расхождений. Для этого используется один или несколько адаптационных параметров. В качестве адаптационных выступают такие параметры, значения которых на момент создания модели либо неизвестны вообще, либо были наименее достоверны. Например, в качестве адаптационных параметров могут выступать неизвестные температуры на выходе теплообменников, степень байпасирования теплообменника, давление в буферной емкости и т.д. Следует отметить, что процедура настройки модели не всегда очевидна и часто требует не одной, а множества итераций – повторений последовательностей действий – задания адаптационных параметров, выполнения расчетов и оценки результатов.

Настроенная таким образом модель может использоваться и для прогнозных расчетов, но с ограничениями. К ограничениям следует отнести тот факт, что прогноз балансов и составов продуктов на длительный период требует учета изменений, которые потребуются в технологии подготовки или переработки сырья. Это можно проиллюстрировать следующим примером. На установке комплексной подготовки газа (УКПГ) используется схема с

орошением абсорбера потоком конденсата из входного сепаратора. По мере разработки месторождения, давление на входе УКПГ снижается, для поддержания его на прежнем уровне потребуется ввод компрессорной станции после входного сепаратора. При этом давление конденсата на выходе входного сепаратора также снижается, что приводит к невозможности его использования для орошения абсорбера. В этом случае понадобится ввод насосной для сохранения существующей схемы орошения либо перевод абсорбера в режим сепаратора, что обязательно скажется на балансах и составах продукции промысла. Обязательного учета подобных моментов требует прогноз работы установки на длительный период времени.

Методология балансовых расчетов предполагает моделирование исследуемых объектов посредством совокупности узлов разделения. Модельные расчеты сводятся к последовательному определению функции отбора компонентов, для каждого узла разделения исходя из заданных спецификаций – фактически измеренных параметров в режиме расчетно-технологического мониторинга или при адаптации модели или требований к качеству, выходам или объемам производимых продуктов. При расчете, подбор функции по заданным спецификациям в технологических элементах, имитирует определение или регулирование режима работы узла разделения, необходимого для обеспечения выработки продукции фактического или требуемого объема или качества. Это позволяет осуществить непосредственный переход к материально-компонентному балансу процесса без выполнения сложных преобразований результатов термодинамических расчетов. Важно отметить, что исходя из вышеуказанных требований к узлу разделения в качестве технологического элемента, можно рассматривать объекты любого уровня сложности, начиная от отдельного локального аппарата (например, сепаратора) и вплоть до целых установок, (например, газоконденсатный промысел, сырьем которого является добываемый газоконденсатный флюид, а продуктами - осушенный газ и нестабильный конденсат). В качестве примера [1] на рисунке 1 представлена принципиальная схема и соответствующая ей балансовая модель установки стабилизации конденсата.

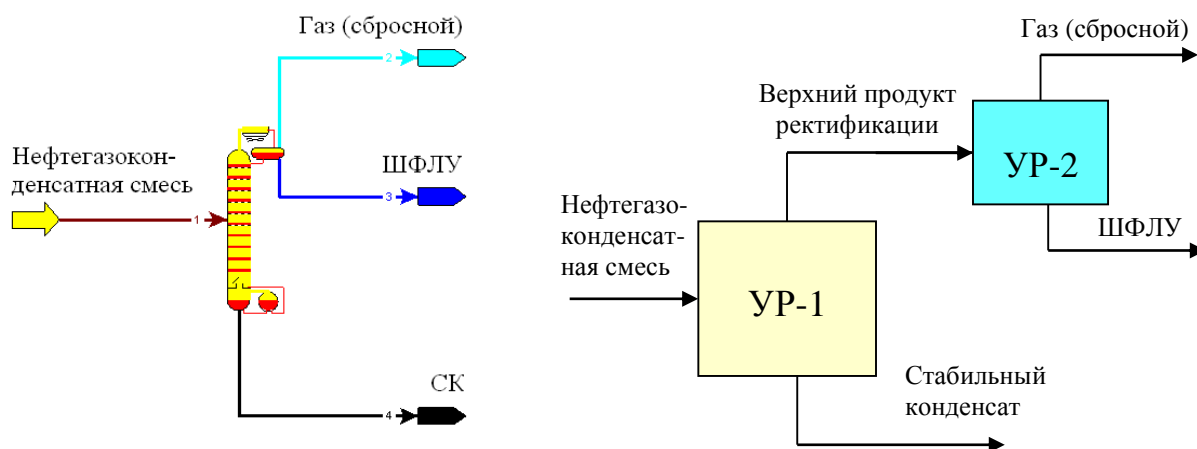


Рисунок 1. Преобразование технологической схемы в балансовую модель

Методология предполагает классифицировать моделируемые узлы разделения на два типа: термодинамические и статистические.

Термодинамические узлы разделения можно использовать в тех случаях, когда требуется выполнение расчетов сепарации при известных термобарических условиях. При этом из нескольких таких (термодинамических) узлов можно собрать довольно детальную модель установки подготовки углеводородного сырья. Расчет с использованием термодинамических узлов разделения в таком случае будет отличаться от расчета с использованием систем моделирования тем, что температура и давление на ступенях сепарации при этом будут напрямую задаваться пользователем, а не рассчитываться с применением моделей дросселей, теплообменников, насосов, компрессоров и прочего оборудования промысла.

В термодинамических узлах разделения функции отбора компонента формируются следующим образом:

- в ходе каждой итерации производится изменение одного из термобарических параметров замкнутой системы (давления или температуры). Производится расчет фазового (парожидкостного) равновесия системы;
- по известному соотношению масс жидкой и газовой части по формуле получают функцию отбора компонентов;
- заканчивают расчет тогда, когда достигается значение спецификации с заданной точностью.

Статистические узлы расчета могут применяться в тех случаях, когда требуется выполнение многопериодных и многовариантных расчетов подготовки и переработки углеводородов по технологии, использующей процессы ректификации. При этом, процесс разделения компонентов по продуктам значительно сложнее и ограничиться расчетами парожидкостного равновесия, при известных давлении и температуре, не удастся. В этом случае требуется заранее подготовить набор статистических данных, описывающих поведение сформированной функции в зависимости от параметров процесса (изменяющихся в рабочих интервалах). Это может быть массив различных функций, формируемых в зависимости от параметров регулирования процесса, например, для процесса ректификации - флегмовое число и число теоретических тарелок.

Преимуществом балансового моделирования промышленной подготовки углеводородного сырья является полная прозрачность и наглядность используемых при расчетах закономерностей распределения компонентов по потокам и продуктам.

#### Библиографический список

1. Касперович, А. Г. Балансовые расчеты при проектировании и планировании переработки углеводородного сырья газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений / А. А. Касперович, Р. З. Магарил. – Москва : КДУ, 2008. – 412 с.

## **Информационные технологии в нефтегазовой отрасли**

*Сыч К.М., Артёмов А.Ю., Калимуллина Д.С., Квасов И.Н.*

*Омский государственный технический университет, г. Омск*

Основной задачей информационных технологий в отрасли нефтедобычи является снижение затрат для производства добычи нефти и газа. В настоящее время существует потребность в производственной схеме, способной контролировать и управлять несколькими нефтяными скважинами, находящимися на одном месторождении.

Казалось бы, вести добычу углеводородов можно и старыми, уже проверенными способами. Но зачастую, повышение эффективности данного производства возможно только благодаря информационным технологиям. Информационная система включает аппаратное и программное обеспечение, разработанное непосредственно для выполнения оперативного контроля за состоянием расходных параметров, применяемых в этих отраслях инженерных сетях. Нет сомнений в том, что использование информационных технологий даст возможность более полно автоматизировать процессы генерации, и что не мало важно, сумеет «обучить» промышленное оборудование принимать и обрабатывать противоречивые и иногда неполные данные, полученные с различных скважин, после чего объединять их в единую информацию, обеспечивающую более эффективную разработку нефтяного или газового месторождения.

Теперь стоит обсудить использование информационных технологий в нефте- и газотранспортировке. Если суммировать все преимущества информационно-технических технологий, то можно сделать вывод, что благодаря их применению в нефте- и газотранспортировке удалось достичь высокой степени безопасности. Это удалось при помощи комплексного, полностью автоматизированного расчета циклической и статической прочности, вибропрочности и сейсмостойкости на ПК. Благодаря использованию информационных технологий в нефте- и газотранспортировке, появилась возможность провести точное и оперативное моделирование трубопровода, после чего разработать мероприятия, позволяющие оптимизировать работу всей трубопроводной системы с использованием полученных при проведении анализа данных, включающих все основные параметры. Информационные технологии дают возможность отказаться от упрощений, к которым специалистам приходилось прибегать из-за отсутствия данных о том, как поведет себя нефте- или газопровод в какой - либо чрезвычайной ситуации. С помощью информационных технологий все данные о результатах тестирований и анализов можно свести всего в один информационный документ, что позволяет сократить трудозатраты и время выполнения работы. Так же, специальное ПО позволяет быстро составить отчет или получить статистические

данные, требуемые для внесения корректировки в прокладку трубопровода с таким расчетом, чтобы он проходил в районах, не отличающихся аномальными природными происшествиями.

В перспективах развития информационных технологий инфраструктуры нефтегазовой отрасли в первую очередь лежит автоматизация полного спектра всех работ, связанных с разработкой, добычей, транспортировкой и переработкой нефти и природного газа. Ведь большое значение всё больше приобретает снижение себестоимости добычи, переработки, а также транспортировки нефти и газа. Эту задачу опять же помогает решить автоматизация основных ключевых процессов в таких областях как проектирование и технологический контроль разведочного бурения, обсчетывание параметров бурения, управление геолого- геофизическими данными и т.д. Благодаря автоматизации процессов планирования, обеспечения и осуществления ремонта оборудования в нефте- и газовой отрасли, удастся снизить убытки предприятия, которые возникают из-за аварийного и планового простоя оборудования. В настоящее время пристальное внимание уделяется разработке специализированных баз данных и ПО для использования в геологических, технологических и производственных отделах. Делается упор на совместимость новых версий с теми, что уже используются.

#### Заключение

На сегодняшний день, уровень использования информационных технологий везде разный, но все еще не высокий. И это, не смотря на финансирование проектов в нефтегазовой отрасли. Это связано с недостатками, которые присуще почти всем промышленным объектам страны, так и в специфических вопросах, затрагивающих нефтегазовую отрасль.

Не стоит забывать, что нефтегазовые компании должны быть постоянно готовы к резким изменениям цены на мировых рынках. А информационные технологии представляют собой инструмент оптимизации себестоимости, управления производством и поставками. И их эффективное использование приводит к повышению возможностей ценового маневра и снижению рыночных рисков.

#### Библиографический список

1. Борцвадзе, Л. Н. Современное состояние, проблемы и перспективы инновационного развития нефтегазовых компаний РФ / Л. Н. Борцвадзе // Бизнес в законе. Экономико-юридический журнал. – 2012. – № 2. – С. 17-18.
2. Занин, А. В. Оценка риска трубопроводного транспорта углеводородов / А. В. Занин, А. А. Мильке, И. Н. Квасов // Метрология, стандартизация, качество: теория и практика: материалы Международной научно-технической конференции. – Омск, 2017. – С. 177-184.
3. Занин, А. В. Оценка риска трубопроводного транспорта углеводородов с морских нефтедобывающих платформ на территории арктиче-

ского шельфа / А. В. Занин, А. А. Мильке, И. Н. Квасов // Нефть и газ Западной Сибири: материалы Международной научно-технической конференции. – Тюмень, 2017. – С. 139-142.

4. Марков, В. К. Инновации как вектор стратегического развития нефтегазового комплекса России / В. К. Марков // Вестник Саратовского государственного социально-экономического университета. – 2011. – № 1. – С. 29-32.

5. Чаброва, И. И. Современное состояние и факторы влияния на развитие нефтегазового сектора / И. И. Чаброва // Право и экономика: сборник научных трудов. – 2015. – № 3. – С. 60-64.

### Оценка надежности системы мониторинга поверхности нефтегазового объекта

Чащина К.А., Лаптева У.В.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень.

Известна система мониторинга поверхности нефтегазового объекта, реализующая электронно-проекторный муаровый метод [1]. В этой системе изображение спроектированной проектором на поверхность объекта сетки принимается видеокамерой и передается в компьютер [2].

Компьютер является более сложной системой, чем проектор и видеокамера и затраты на резервирование компьютера выше затрат на резервирование проектора и видеокамеры, но вероятность выхода из строя видеосистемы проектор – камера выше в связи с ее нахождением в полевых условиях. Целесообразно резервирование видеосистемы проектор-камера. Докажем или опровергнем данную гипотезу.

Схема мониторинга поверхности объекта показана на рисунке 1 [3].

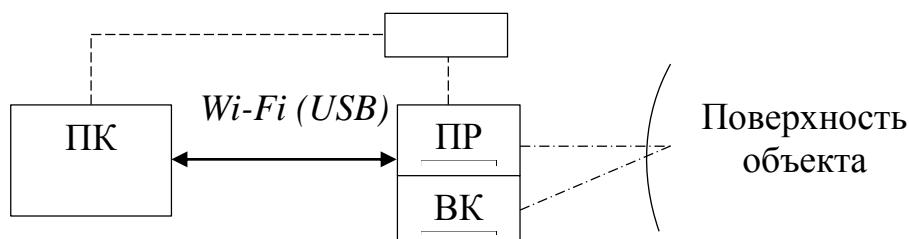


Рисунок 1. Схема системы мониторинга

На схеме: ПК – компьютер, ПР – проектор, ВК – видеокамера.

Для расчета показателей надежности выберем аппаратные средства основных узлов мониторинговой системы. Заявленные производителями характеристики: проектор *Barco FS35* - интенсивность отказов  $\lambda_{ПР} = 0,168 \cdot 10^{-4} \text{ ч}^{-1}$ , время наработки до отказа  $T_{ПР} = 59542 \text{ ч}$ ; видеокамера *JVC TK-*

C2201E -  $\lambda_{\text{ВК}} = 0,111 \cdot 10^{-4} \text{ ч}^{-1}$ ,  $T_{\text{ВК}} = 90000 \text{ ч}$ ; ноутбук *Lenovo G430* -  $\lambda_{\text{ПК}} = 0,333 \cdot 10^{-4} \text{ ч}^{-1}$ ,  $T_{\text{ПК}} = 30000 \text{ ч}$ .

Рассчитаем надежность системы без резервирования. Соединение последовательно-параллельное, тогда интенсивность отказов системы:

$$\lambda_{\text{ср}} = \lambda_{\text{ПК}} + \frac{\lambda_{\text{ПР}} + \lambda_{\text{ВК}}}{2} = 0,5 \cdot 10^{-4}, \text{ ч}^{-1}. \quad (1)$$

Среднее время наработки до отказа системы в целом:

$$T_{\text{ср}} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N T_i = \frac{1}{3} (59542 + 30000 + 90000) = 59847, \text{ ч}, \quad (2)$$

где  $N$  – количество основных элементов системы,  $T_i$  – время наработки до отказа  $i$ -го элемента.

Согласно экспоненциальному закону распределения вероятность безотказной работы элемента в рассматриваемый момент времени  $t$ :

$$P(t) = e^{-\lambda t}. \quad (3)$$

Вероятность безотказной работы системы вычисляется по формуле:

$$P_c = P_{\text{ПК}} \cdot P_{\text{ПР+ВК}} = P_{\text{ПК}} (1 - (1 - P_{\text{ПР}})(1 - P_{\text{ВК}})), \quad (4)$$

где  $P_{\text{ПК}}$ ,  $P_{\text{ПР+ВК}}$ ,  $P_{\text{ПК}}$ ,  $P_{\text{ВК}}$  – вероятности безотказной работы ноутбука, системы проектор-видеокамера, проектора и видеокамеры соответственно.

Используя формулы (3) и (4), найдем, что вероятность безотказной работы системы в момент времени  $t = 20000 \text{ ч}$  составляет 48,5%.

Безотказная работа системы – событие, противоположное ее отказу:

$$Q_c = 1 - P_c. \quad (5)$$

В момент времени  $t = 20000 \text{ ч}$  вероятность отказа составляет 51,5%.

Рассчитаем надежность всей системы при однократном резервировании системы проектор-видеокамера с постоянно включенным резервом. Вероятность безотказной работы системы в целом:

$$P_{\text{ср}} = \prod_{i=1}^n \{1 - [1 - P_i(t)]^{m_i + 1}\}, \quad (6)$$

где  $P_i(t)$  – вероятность безотказной работы  $i$ -го элемента,  $m_i$  – кратность резервирования  $i$ -го элемента,  $n$  – число элементов системы.

Подставив в формулу (6) известные значения, найдем, что вероятность безотказной работы всей системы составляет 76%.

Согласно формуле (5), вероятность отказа  $Q$  системы равна 24%.

Среднее значение наработки на отказ вычисляется по формуле:

$$T_{\text{ср.р}} = T_{\text{ср}} \sum_{i=0}^m \frac{1}{(i+1)! Q^i}, \quad (7)$$

где  $T_{\text{ср.р}}$  – средняя наработка на отказ системы с резервированием,  $T_{\text{ср}}$  – средняя наработка на отказ системы без резервирования,  $i$  – число элементов системы,  $Q$  – вероятность отказа системы с резервированием.



Средняя наработка на отказ системы составляет 124681 ч.

По экспоненциальному закону интенсивность отказов системы:

$$\lambda_p = \frac{1}{T_{cp,p}}. \quad (8)$$

Согласно формуле, интенсивность отказов составляет  $0,8 \cdot 10^{-5} \text{ ч}^{-1}$ .

Результат оценки надежности работы системы мониторинга поверхности нефтегазового объекта приведен в таблице 1.

Таблица 1

Результат оценки надежности работы системы мониторинга

Показатели надежности	Без резервирования	С резервированием
Средняя наработка до отказа ( $T_{cp}$ ), ч	59847	124681
Интенсивность отказов ( $\lambda$ ), $\text{ч}^{-1}$	$0,5 \cdot 10^{-4}$	$0,08 \cdot 10^{-4}$
Вероятность безотказной работы ( $P$ ), %	48,5	76
Вероятность отказа ( $Q$ ), %	51,5	24

Показатели надежности системы с резервированием улучшились в среднем в 2-3 раза по сравнению с системой без резервирования.

Таким образом, если проводится мониторинг сложного нефтегазового объекта, находящегося в труднодоступном месте, имеет смысл использовать систему с резервированием.

#### Библиографический список

1. Пат. 2267087 Российская Федерация, МПК G01B11/25 G02B27/60. Устройство для определения топологии поверхности муаровым методом / Кучерюк В. И., Кузяков О. Н., Дубатовка У. В.; патенто-обладатель Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Тюменский государственный нефтегазовый ун-т» (ТюмГНГУ). – №2004117652/28; заявл. 09.06.2004; опубл. 27.12.2005.

2. Кузяков, О. Н. Разработка системы для определения топологии поверхности технологического объекта / О. Н. Кузяков, М. А. Андреева, У. В. Лаптева // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2017. – №5. – С. 4-9.

3. Кузяков, О. Н. Система мониторинга поверхности технологического объекта, основанная на использовании муарового эффекта / О. Н. Кузяков, У. В. Лаптева // Системный анализ и информационные технологии «САИТ-2013»: материалы V Междунар. конф. – Красноярск, 2013. – С. 362-367.

## **Компьютерное моделирование химико-технологических процессов в подготовке инженерных кадров**

*Яковлев Н.С., Мозырев А.Г.*

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

Современные пакеты программ компьютерного моделирования (ПКМ) химико-технологических процессов широко применяются как на стадии проектирования новых производств [1-3], так и для оптимизации работы уже существующих [4]. ПКМ, имея высокую точность расчета параметров технологических процессов, позволяют свести к минимуму затраты рабочего времени, трудовых и финансовых ресурсов при исследовании производства или процесса. При этом поставленная задача решается оптимально, с учетом ранее накопленного опыта и данных.

Очевидно, что эффективное развитие нефте- и газоперерабатывающей промышленности невозможно без широкого применения таких средств моделирования в проектных и исследовательских организациях, а также на производстве. В связи с этим существует потребность в специалистах одинаково хорошо разбирающихся и в процессах нефтегазопереработки и в современных ПКМ.

Внедрение современных ПКМ в учебный процесс ВУЗа позволит не только повысить уровень подготовки обучающихся, но и даст им более глубокое понимание процессов технологии приработки нефти и газа. В процессе обучения студенты выполняют расчеты проектов различных установок и производств, в том числе и в выпускной квалификационной работе. Эти расчеты производятся либо в ручную, либо с использованием программы Excel. Подобные расчеты требуют значительных трудовых и временных затрат. Вследствие этого студенты не имеют возможности рассмотреть множество вариантов компоновки установки и параметров процессов, а также проведения полноценной оптимизации.

Работая в ПКМ, обучающиеся смогут значительно сократить время расчетов и изучить влияние тех или иных параметров аппаратов, свойств материальных и энергетических потоков на результат работы технологической установки. Обучающиеся смогут смоделировать и испытать схемы регулирования, исследовать пусковые режимы установок, получить представление о поведении процесса в нештатных ситуациях и влиянии изменения рабочих параметров на качество получаемых продуктов переработки.

Современные ПКМ позволяют, после выполнения стадии расчета технологической схемы выполнять расчеты основных конструктивных и гидравлических характеристик оборудования: сепараторов, емкостей, теплообменной аппаратуры, тарельчатых и насадочных ректификационных колонн и др., а также выполнять оценку стоимости изготовления аппаратов. Кроме выше перечисленного моделирующие программы позволяют выполнять общие стадии проектирования, такие как: планирование разме-

щения оборудования на установке, снабжение установки энергией, оценка стоимости проекта в целом и его отдельных стадий, составление сметы проекта, разработка сетевого графика выполнения проекта, анализ финансовой эффективности проекта.

Применение пакета программ компьютерного моделирования в обучении расширяет и углубляет понимание процессов приработки нефти и газа. Навыки использования этих программ будут полезны для будущего инженера в обучении, начиная с изучения спецдисциплин и заканчивая выполнением выпускной квалификационной работы, и в профессиональной деятельности. Для нефтегазовых ВУЗов жизненно важно внедрение программ компьютерного моделирования в учебный процесс, так как выпускники владеющие навыками использования ПКМ являются более востребованными при трудоустройстве.

#### Библиографический список

1. Гартман, Т. Н. Аналитический обзор современных пакетов моделирующих программ для компьютерного моделирования химико-технологических систем / Т. Н. Гартман, Ф. С. Советин // Успехи химии и химической технологии. – 2012. – Т. XXVI, № 11. – С. 117-120.

2. Дворецкий, С. И. Современные методы синтеза энерго- и ресурсосберегающих процессов и аппаратов / С. И. Дворецкий // Вестник ТГТУ. – 2008. – Т. 14, № 3. – С. 584-590.

3. Дмитриева, Ю. В. Построение статической и динамической моделей бензольной колонны в среде HYSYS / Ю. В. Дмитриева, Д. А. Смирнова, Н. В. Лисицын // Научное обозрение. – 2010. – № 4. – С. 51-52

4. Зиятдинов, Н. Н. Оптимизация режима работы блока ректификации установки гидроочистки тяжелого газойля коксования в среде моделирующей программы HYSYS / Н. Н. Зиятдинов, А. А. Караванов, Р. С. Леонтьева, А. В. Мингалиева // Вестник технологического университета: Казанский национальный исследовательский технологический университет. – 2016. – Т.19, № 22. – С. 112-115.

## **СЕКЦИЯ «Техносферная безопасность в нефтегазодобывающей отрасли»**

### **К вопросу использования особо охраняемых природных территорий в Ханты-Мансийском автономном округе - Югре**

*Богданова О.В., Кряхтунов А.В.*

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

Проблема использования особо охраняемых природных территорий в Уральском федеральном округе с каждым годом становится все более актуальной, прежде всего это связано с тем, что Тюменская область и входящие в ее состав округа являются основным нефтегазоносным регионом России и одним из крупнейших нефтедобывающих регионов мира. Природные недра региона образует систему устойчивого развития территории, которая служит фундаментом экономического роста и повышения экономического и социального благосостояния населения.

Рассмотрим более подробно систему особо охраняемых природных территорий Ханты-Мансийского автономного округа – Югры, которая насчитывает 24 особо охраняемые природные территории общей площадью 2 592 573,7 га, что составляет 4,85% от площади округа и включает:

- 5 ООПТ федерального значения (2 заповедника и 3 заказника);
- 17 ООПТ регионального значения (4 природных парка и 8 памятников природы);
- 2 памятника природы местного значения. [1]

Объектом исследования является государственный природный заказник федерального значения «Верхне-Кондинский», который располагается на территории Кондинского и Советского районах ХМАО –Югры. Заказник организован 30 апреля 1971 года по распоряжению Совета Министров РСФСР № 855-р. Площадь 241,6 тыс. га. с 1977 года заказник находится в административном подчинении заповедника «Малая Сосьва» и является его структурным подразделением. Схема размещения представлена на рисунке 1.

Согласно Положению о государственном природном заказнике федерального значения «Верхне-Кондинский» (зарегистрирован в Минюсте РФ 02.10.2009 № 14959) на территории заказника запрещается [2]:

- 1) промысловая, спортивная и любительская охота;
- 2) проведение сплошных рубок леса, за исключением связанных со строительством, реконструкцией и эксплуатацией линейных объектов, осуществляемых в соответствии с настоящим Положением;
- 3) проведение гидромелиоративных и ирригационных работ;
- 4) геологическое изучение, разведка и добыча полезных ископаемых, а также выполнение иных, связанных с пользованием недрами работ;

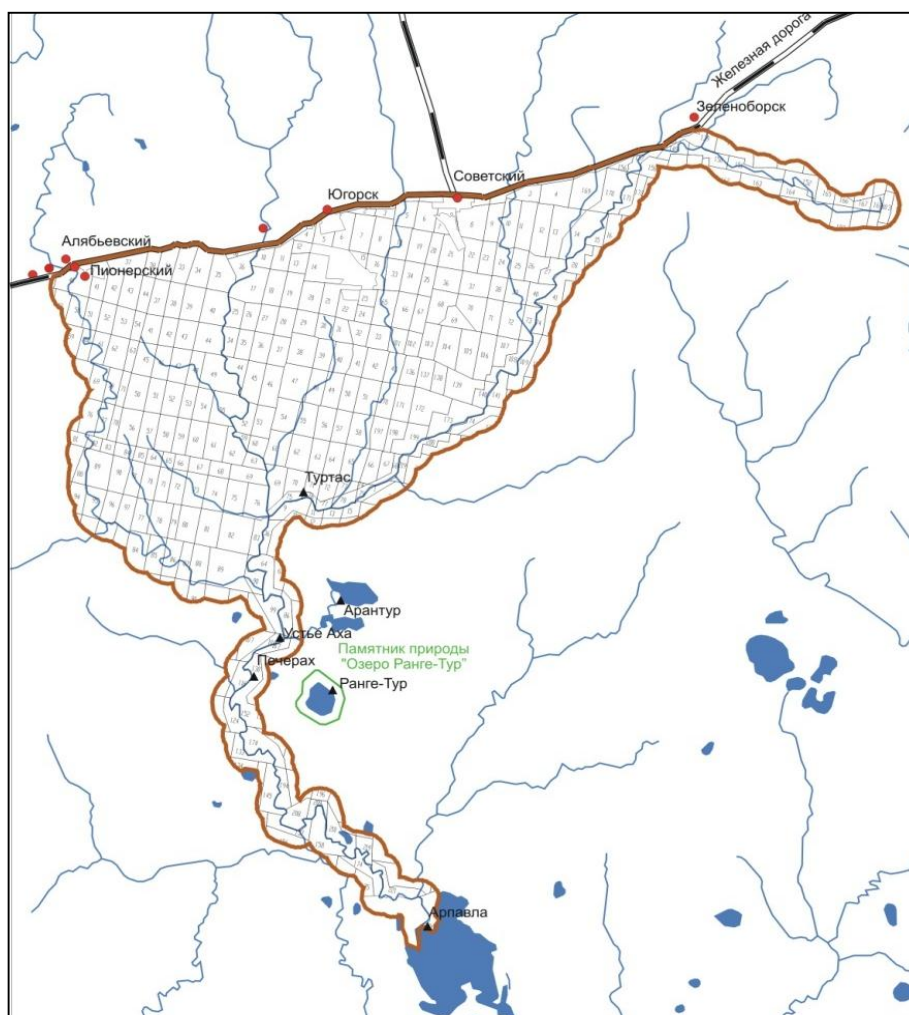


Рисунок 1. Схема размещения государственного природного заказника «Верхне-Кондинский»

5) строительство, реконструкция и капитальный ремонт объектов капитального строительства, не связанных с выполнением задач, возложенных на заказник;

6) взрывные работы;

7) создание объектов размещения отходов производства и потребления, радиоактивных, химических, взрывчатых, токсичных, отравляющих и ядовитых веществ и т.д.

Проанализировав схему территориального планирования Ханты-Мансийского автономного округа – Югры, становится очевидным что на территории государственного заказника «Верхне-Кондинский» планируется размещение объектов регионального значения нефтегазодобывающей промышленности, фрагмент схемы представлен на рисунке 2.

Объекты нефтедобычи и нефтеперерабатывающей промышленности по степени воздействия на окружающую природную среду находятся среди лидеров в большинстве субъектах Российской Федерации, в том числе и на ХМАО-Югра.

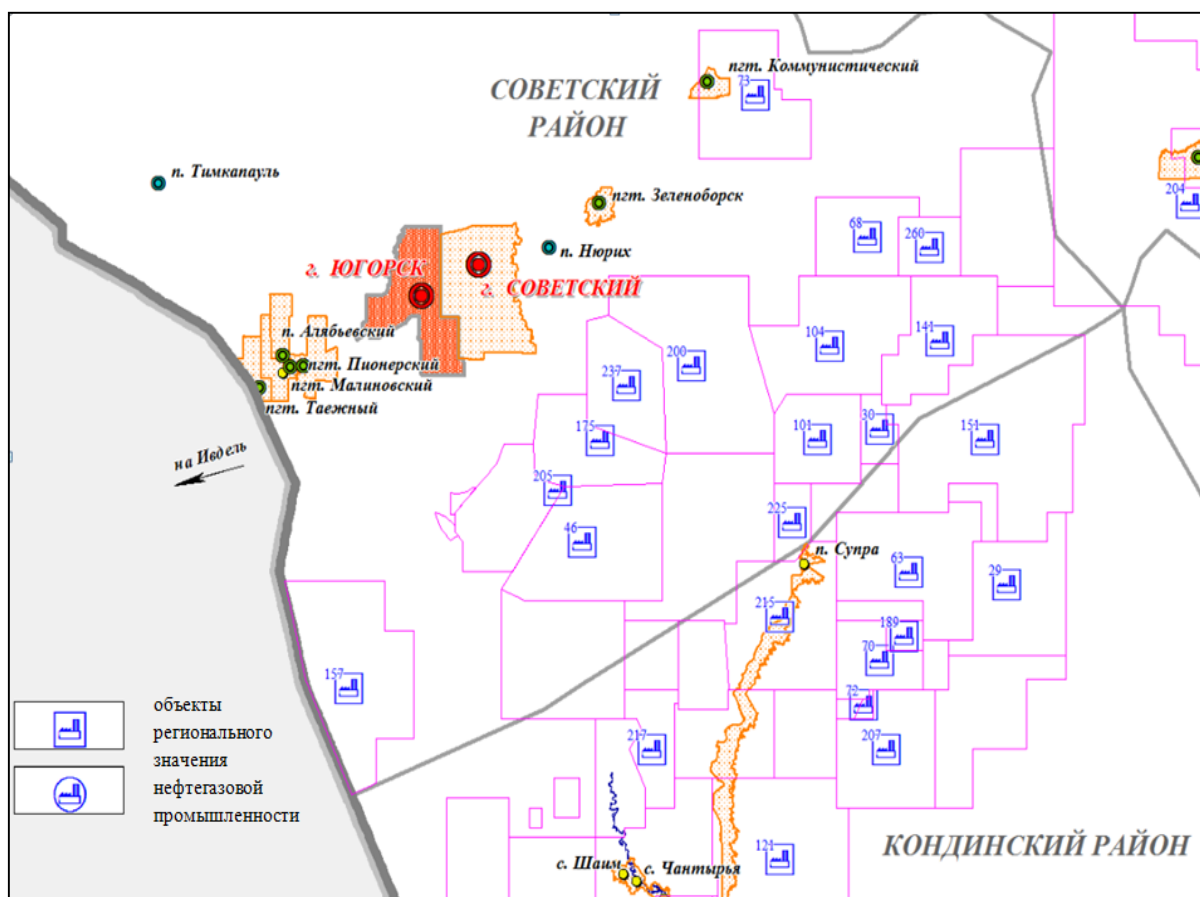


Рисунок 2. Фрагмент схемы территориального планирования Ханты-Мансийского автономного округа

При извлечении и подготовке нефти к подаче ее в магистральный нефтепровод в окружающую среду попадают (кроме нефти) высокоактивные пластовые воды, попутный нефтяной газ, многие химические реагенты, которые используются в бурении скважин и при интенсификации извлечения углеводородов, все это приводит к гибели флоры и фауны, нарушению почвенного покрова экосистемы природных территорий. Решение данной проблемы требует новых решений и внесение изменений в документы территориального планирования субъекта РФ.

#### Библиографический список

1. Доклад об экологической ситуации в Ханты-мансийском автономном округе – Югре в 2017 году. [Электронный ресурс] // Служба по контролю и надзору в сфере охраны окружающей среды, объектов животного мира и лесных отношений ХМАО-Югры – Режим доступа: <https://prirodnadzor.admhmao.ru/doklady-i-otchyety>
2. Положение о государственном природном заказнике федерального значения «Верхне-Кондинский» от 01.09.2009 №273 (зарегистрирован в Минюсте РФ 02.10.2009 № 14959) // КонсультантПлюс. – 2009 – с. 5

## **Способы утилизации отходов бурения с применением экологически безопасных материалов**

*Гаевая Е.В., Тарасова С.С.*

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

Обращение с промышленными отходами, в том числе с отходами бурения, остается одним из ведущих направлений в области экологии. На сегодняшний день основными способами обращения с отходами бурения являются – термическое обезвреживание и утилизация (солидификация, капсулирование) с последующим получением продукции.

Принятые технологии утилизации отходов бурения, как правило, предусматривают сбор, накопление и/или хранение отходов бурения в шламовых амбарах/временных секционных накопителях. Однако, не смотря на использование таких мер, как обваловка шламовых амбаров, гидроизоляция их дна и стенок, не обеспечивается надежная защита окружающей среды от загрязнения компонентами отходов бурения [1,2].

Основными объектами загрязнения при бурении скважин являются геологическая среда (подземные воды), гидро-, литосфера (открытые водоемы, дно акваторий, почвенно-растительный покров) [3,4].

Загрязняющие компоненты буровых растворов, накапливаясь в почвенном слое, приводят к потере почвенного плодородия: обезструктурированию почвы, возникновению или усилению эрозионных процессов, снижению биологической активности почвы и ее способности к самоочистке [5].

Исходным сырьём для получения грунта является:

- буровой шлам, образующийся:

а) при бурении эксплуатационных и вспомогательных скважин на нефтегазовых месторождениях с использованием шламовых амбаров;

б) при бурении эксплуатационных и вспомогательных скважин на нефтегазовых месторождениях с использованием временных шламонакопителей;

в) при бурении эксплуатационных и вспомогательных скважин на нефтегазовых месторождениях безамбарным способом.

Материалы, применяемые для изготовления грунта:

- карьерные пески, повсеместно добываемые следующими способами: гидронамывным способом; сухоройным способом.

- вяжущее: портландцемент.

- алюмосиликатные сорбенты: глауконит; диатомит.

- мелиорирующий материал: гипс; фосфогипс.

Компоненты грунта и их соотношение в нем подобраны в ходе лабораторных исследований на основании результатов химико-аналитических исследований проб бурового шлама.

Полученный грунт состоит из типов и включает в себя следующие компоненты:

Грунт типа А: мелиорирующий материал и алюмосиликатные сорбенты;

Грунт типа Б: мелиорирующий материал, алюмосиликатные сорбенты, карьерный песок;

Грунт типа В: мелиорирующий материал, вяжущее, алюмосиликатные сорбенты, карьерный песок.

Проведение лабораторно-инструментальных исследований полученного грунта в процессе утилизации бурового шлама осуществляли в аккредитованной испытательной лаборатории.

Основной компонент буровых шламов – выбуренная порода состоит из глинистых частиц и в меньшей степени песка, которые определяют его механические свойства. При подсыхании (около 20% влажности) шлам представляет собой твёрдые прочные куски. При дальнейшем высыхании куски растрескиваются и рассыпаются. Увлажнение приводит к быстрому размягчению кусков или порошка и переходу массы в вязкопластичное, а далее текучее состояние.

Гранулометрический состав бурового шлама и полученного грунта разных типов представлен на рисунке 1.

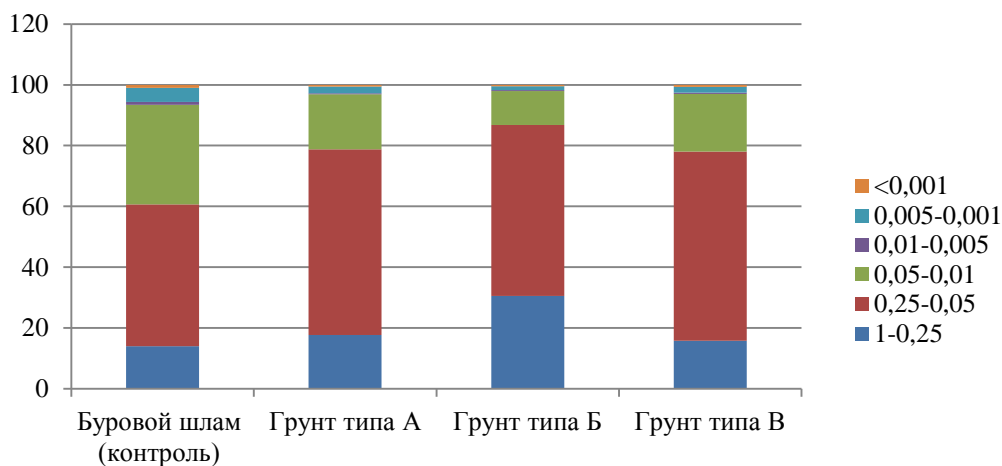


Рисунок 1. Гранулометрический состав бурового шлама и полученного грунта разных типов

Содержание физической глины ( $d < 0,01$  мм) в контрольном образце (буровой шлам) составляет 6,58%, при внесении смеси компонентов в буровой шлам наблюдается уменьшение физической глины в грунтах типа А в 2 раза, грунтах типов Б и В в 3 раза. При этом в грунтах всех типов улучшаются водно-физические свойства, и происходит структурообразование.

Содержание валовых форм тяжелых металлов находилось на уровне предельно допустимых концентраций для суглинков. Концентрация марганца в контрольном образце составила 200 мг/кг, при этом в утилизированном буровом шламе значения этого элемента находились в диапазоне от 69 до 93 мг/кг. В процессе утилизации бурового шлама вносился



алюмосиликатный сорбент, который имеет высокую сорбционную емкость по отношению к ионам марганца.

Перспективность использования сорбента обусловлена его адсорбционными и катионообменными свойствами, что позволяет его применять для извлечения из почв различных вредных веществ.

В основу технологии положен физико-химический способ утилизации отходов бурения путем внесения экологически безопасных компонентов, ориентированных на улучшение физико-химических, водно-физических и механических свойств отходов бурения, что обеспечит снижение техногенного воздействия на окружающую природную среду. Полученные в процессе утилизации бурового шлама грунты пригодны для рекультивации прилегающих (примыкающих) к ним производственной и вспомогательной инфраструктуры, нарушенных земель временного и постоянного отвода месторождений нефтедобычи.

#### Библиографический список

1. Узбеков, Ф. М. Детоксикация отработанных буровых растворов и буровых шламов и их утилизация в качестве мелиорантов при рекультивации нарушенных почв / Ф. М. Узбеков, Л. В. Мотовилова, А. Е. Мохов, С. А. Соколов // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. – 2003. – №5. – С. 15-18.
2. Голубев, Е. В. Состав и свойства буровых отходов Западной Сибири / Е. В. Голубев, А. В. Соромотин // ISSN 1991-5497. Мир науки, культуры, образования. – 2010. – № 6-2. – С. 319-320.
3. Рядинский, В. Ю. Фазовый и гранулометрический состав буровых отходов / В. Ю. Рядинский // Вестник Тюменского государственного университета. – 2006. – № 3. – С. 36-42.
4. Балаба, В. И. Проблемы экологической безопасности использования веществ и материалов в бурении / В. И. Балаба, А. И. Колесов, Е. А. Коновалов // Сер. Охрана человека и окружающей среды в газовой промышленности. М.: ИРЦ «Газпром», 2001. – С. 32.
5. Ягофарова, Г. Г. Утилизация экологически опасных буровых отходов / Г. Г. Ягофарова, В. Б. Барахнина // Нефтегазовое дело. – 2006. – №2. – С. 48-61.

#### **Система анализа и корректировки производственного риска на предприятии ООО «РН-Уватнефтегаз»**

*Калинина Б.С.*

*ООО «РН-Уватнефтегаз» г. Тюмень*

Деятельность многих предприятий, которые имеют опасные производственные объекты, заключается в непрерывной работе оборудования, и предоставляют опасность [1]. В цехах имеются трубы под высоким давлением, высокие температуры, электрическое напряжение, движущие части

оборудования и механизмов, а также другие опасные производственные факторы, действие которых может привести к производственному травматизму и возникновению опасных производственных процессов [2, 3].

В статье предложена система анализа и корректировки производственными рисками с применением методики «индекс ОВР». Методика заключается в вычисление индекса, который характеризует уровень безопасности на каждом рабочем месте и распределять нарушения требованиям охраны труда с точки зрения нарушения вероятных аварий и опасностей. Постоянный контроль поможет наблюдать за состоянием уровня безопасности как, в общем, в организации, так и на конкретных рабочих местах и своевременно реагировать на потенциальные риски.

В течение года на одном из нефтедобывающих предприятий была опробована методика, которая дала свои результаты. Уровень безопасности повысился за счет системного выявления несоответствий требованиям охраны труда (ОТ) и промышленной безопасности (ПБ). При этом не возникло никаких расходов на проверку методики.

После проведения комплексных мероприятий по устранению выявленных в ходе наблюдений несоответствий средний индекс повысился до допустимых значений.

Таким образом, улучшение в изменении индекса ОВР свидетельствует об улучшении состояния безопасности рабочих мест и уровня ОТ в организации.

Помимо возможности мониторинга динамики изменения состояния безопасности рабочих мест данная методика позволяет сравнивать уровни рисков на разных рабочих местах раскрывать проблемы и, делая выводы, определять наиболее проблемные направления при распределении ресурсов для применения защитных мер.

На основании полученных данных дальнейшая работа по улучшению состояния рабочих мест будет проводиться корректно и направлена именно на эти проблемные зоны.

Управление рисками с помощью «Индекс ОВР» – простая и удобная система мониторинга уровня безопасности организации.

Для того чтобы контролировать производственные риски необходимо сравнивать между собой управляемые параметры в соответствии с некой шкалой измерений – «индекс ОВР» позволяет это делать. Она включает в себя системный анализ и оценку рисков разработку и внедрение защитных мер, и оценку их результативности.

Экономический эффект от внедрения данной системы достигается за счет оптимизации расходов но оценить его возможно только в долгосрочной перспективе.

#### Библиографический список

1. Пустовских, К. И. Бальная оценка факторов влияния состояния магистрального нефтепровода на степень риска / К. И. Пустовских, Ю. В. Сивков // Энергосбережение и инновационные технологии в топлив-

но-энергетическом комплексе: материалы Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов, молодых учёных и специалистов. – Тюмень, 2018. – С. 206-208.

2. Свириденко, С. П. Производственный травматизм в ООО «РОС-НЕФТЬ-ПУРНЕФТЕГАЗ» / С. П. Свириденко, Ю. В. Сивков // Нефть и газ Западной Сибири: материалы международной научно-технической конференции. – Т.1. – Тюмень, 2015. – С. 156-157.

3. Сивков, Ю. В. Обеспечение промышленной безопасности при разработке и эксплуатации месторождений нефти и газа / Ю. В. Сивков, М. В. Омельчук // Новые технологии нефтегазовому региону: материалы Всероссийской с международным участием научно-практической конференции. – Т.1. – Тюмень, 2015. – С. 22-23.

### **Орнитологические исследования в районах портов мангистауской области**

*Кенжетаяев Г.Ж.<sup>1.</sup>, Пермяков В.Н.<sup>2.</sup>, Койбакова С.Е.<sup>1.</sup>, Сырлыбеккызы С.<sup>1</sup>*

<sup>1</sup> *Каспийский государственный университет технологий и инжиниринга им. Ш. Есенова, г. Актау, Казахстан,*

<sup>2</sup> *Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

Многочисленными, многолетними исследованиями, географической наукой признано значение Каспийского моря для экологии и экономики не только для прибрежных государств Казахстана, России, Туркменистана, Азербайджана и Ирана, но и всей планеты Земля. Исторический саммит состоялся в казахстанском Актау. Президенты пяти стран, чьи берега омывает Каспий, подписали Конвенцию о правовом статусе моря. Конвенция является своего рода «конституцией» Каспийского моря. Она призвана урегулировать весь комплекс вопросов, связанных с правами и обязательствами прибрежных стран, а также стать гарантом экологической безопасности, стабильности и процветания региона в целом.

Мониторинговые наблюдения за биоразнообразием, в частности исследование видов и численности и состояния орнитофауны на акваториях и портах Каспийского моря в пределах Мангистауской области необходимы, актуальны и своевременны, для возможности оперативного реагирования на возникающие изменения биоты [1]. Полученные в результате исследований данные, могут служить основой для дальнейших исследований и контроля за окружающей средой в районах нефтяных месторождений размещенных в прибрежной зоне Каспия [2].

**Материалы и методы исследований.** Основной источник фактической информации – материалы исследований весной (март 2018) и летом (июль 2108) года, проведенных в рамках выполнения инициативных исследований по региональной программе, согласно договора КГУТИ

им. Ш. Есенова и Управления природных ресурсов и рационального природопользования УПРиРП Мангистауской области. Наблюдения за птицами проводились на станциях и на переходах между станциями с помощью бинокля. Радиус обзора составлял около 500 м. Время наблюдения на станции – 60 минут. Фиксировался видовой состав птиц, численность, направление их движения [2].

**Результаты.** Схема расположения точек мониторинга в морской части Мангистауской области в районах портов приведена на рисунке 1.

**Порт Актау.** При проведении исследований на мониторинговых станциях порта Актау в весенний период 2018 года выявлено 3 вида птиц, принадлежащих к 2 отрядам, общей численностью 54 особи [1]. В видовом соотношении преобладали ржанкообразные (Charadriiformes) - 2 вида: хохотунья (*L. cachinnans*) и речная (*S. hirundo*) крачка. Зарегистрирован большой баклан (*Ph. carbo*), представитель отряда веслоногих (Pelecaniformes). Наиболее многочисленными видами были: речная крачка (*S. hirundo*) и большой баклан (*Ph. carbo*). На станциях встречалось 2-3 видов птиц общей численностью от 6 до 30 особей. Во время проведения наблюдений в июле 2018 года на мониторинговых станциях порта Актау отмечено 2 вида птиц, принадлежащих к 2 отрядам: веслоногие (Pelecaniformes) и ржанкообразные (Charadriiformes). Общая численность зарегистрированных птиц составила 16 особей. На большинстве мониторинговых станций отмечен большой баклан (*Ph. carbo*).

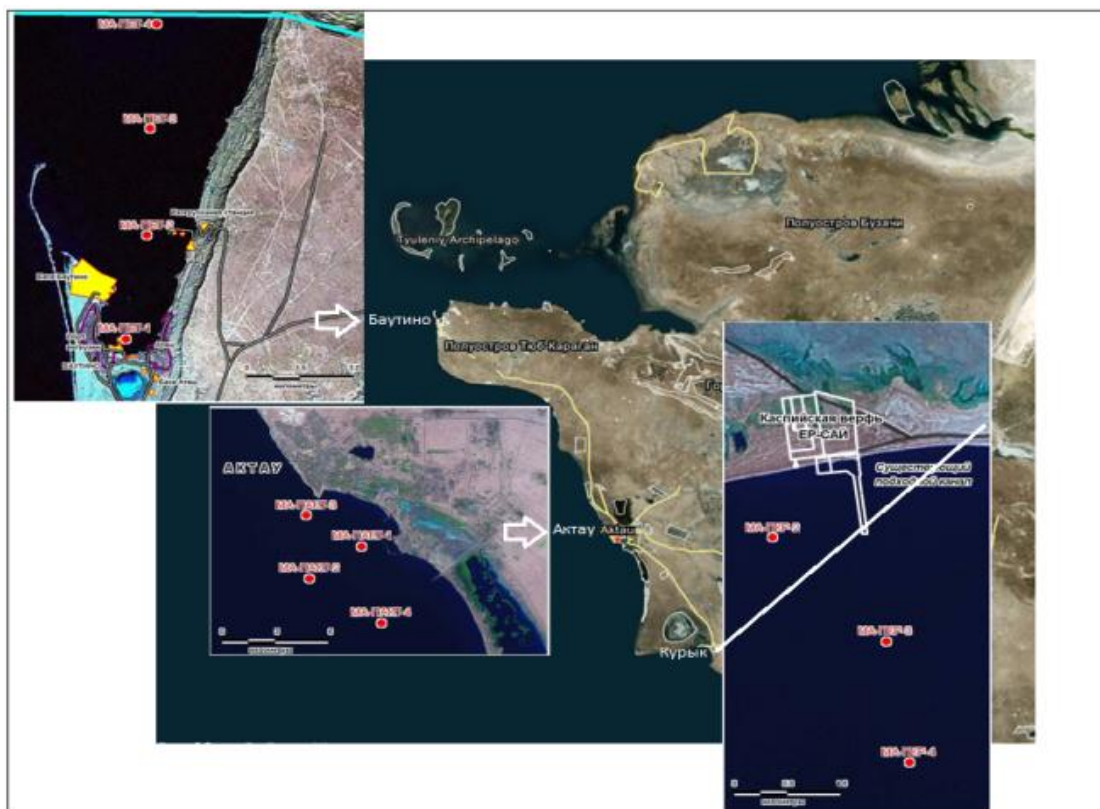


Рисунок 1. Схема расположения точек мониторинга в исследуемых портах

**Порт Курык.** При проведении исследований на мониторинговых станциях порта Курык в весенний период 2018 года выявлено 5 видов птиц, принадлежащих к 3 отрядам, общей численностью 51 особь. В видовом соотношении доминировали ржанкообразные (Charadriiformes) - 3 вида, среди них преобладали хохотунья (*L. cachinnans*) и речная (S. hirundo) крачка. Встречена одна особь среднего поморника (*Stercorarius pomarinus*), вида редко встречающегося во время пролета на Каспии.

В акватории порта отмечено несколько групп длинноносого крохалея (*Mergus serrator*), общей численностью 21 особь. Представитель отряда веслоногих (Pelecaniformes) – большой баклан (*Ph. carbo*), встречался на акватории порта не реже чаек и крачек. На станциях учитывали 3-4 вида птиц, численностью от 7 до 23 особей.

Летом 2018 года, во время мониторинговых наблюдений на станциях в акватории порта Курык отмечено 4 вида птиц. Они представляли 3 отряда этого класса животных. Общая численность зарегистрированных на станциях птиц составила 126 особей. Наиболее многочисленным был большой баклан (*Ph. carbo*) (отряд веслоногие (Pelecaniformes)). Во время осенних наблюдений здесь зарегистрировано 98 особей этого вида. Вторым по численности оказался морской голубок (*Larus genei*) представитель отряда ржанкообразные (Charadriiformes) – 17 особей. Другой вид птиц из этого же семейства – хохотунья (*L. cachinnans*) – наблюдалась в количестве 10 особей. Отмечен один вид из отряда воробьинообразных (Passeriformes) - белая трясогузка (*M. alba*). Всего на мониторинговых станциях порта Курык во время наблюдений в июле 2018 года учитывали от 1-4 вида птиц численностью от 1 до 116 особей.

**Выводы.** Орнитофауна открытых акваторий Мангистауской области представлена типичными околоводными и морскими птицами. Наиболее массовыми птицами являются большой баклан (*Ph. carbo*), поганки (чомга (*P. cristatus*), серощекая (*P. grisegena*)) чайки (хохотунья (*L. cachinnans*), малая чайка (*L. minutus*)), крачки (речная (*S. hirundo*), пестроногая (*S. sandivicensis*), малая (*S. albifrons*)).

В период сезонных миграций над акваторией проходят миграционные пути как птиц связанных с водно-болотным фаунистическим комплексом, так и типично наземных птиц. Массовыми видами в период сезонных миграций становятся стрижи, многие виды мелких воробьиных птиц, кулики, представители пластинчатоклювых птиц, лысухи. Для конкретизации этих участков необходимы долгосрочные наблюдения. Встречаемость на акватории Мангистауской области черноголового хохотуна (*L. ichthyaetus*), вида внесенного в Красную книгу Республики Казахстан (категория 2), определяется расстоянием гнездовых колоний вида от тех или иных участков акваторий структур. Установлено, что более высокое биоразнообразие птиц характерно для объектов и структур акваторий Северо-восточного Каспия.

В период наблюдений гибели птиц из-за и отрицательного воздействия антропогенного и техногенного факторов на орнитофауну не наблюдалось. Мониторинговые наблюдения за орнитофауной, в частности за птицами в портах и акваториях структур Каспия необходимо продолжить для возможности оперативно реагировать на возникающие изменения биоты.

#### Библиографический список

1. Гисцов, А. П. Мониторинг состояния водоплавающих и околоводных птиц Северного Каспия на рубеже столетий / А. П. Гисцов – Алматы: Тр. Ин-та зоологии. Орнитология, 2004 – Т. 48. – С. 260-278.
2. Отчет о научно-исследовательской работе. Научное обоснование комплексного исследования компонентов окружающей среды прибрежной зоны Каспия и техногенных объектов. / – НЦ НТИ Л. Х. Сейдалиева, Г. Ж. Кенжетаев – Актау: 2014. – 95 с. – № госрегистрации 0112РК2173.

#### **Аварийность на опасном производственном объекте**

*Кучко К.Г., Монахова З.Н.*

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

В настоящее время увеличение числа техногенных катастроф говорит о актуальности проблем и вопросов промышленной безопасности.

Одним из наиболее стабильно действующих производственных комплексов для экономики страны является нефтяное подразделение топливно-энергетического комплекса Российской Федерации. Газовая и нефтяная промышленность РФ также является гарантом независимого и устойчивого развития в целом отечественной экономики [1].

ФЗ № 116 от 21.07.1997 г. «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» гласит, что совокупность объектов нефтегазовой промышленности относится к опасным производственным объектам (ОПО), так как на них идет получение, использование, переработка, образование, хранение, транспортировка опасных веществ в установленных количествах [2].

Государственная политика в области промышленной безопасности имеет такие цели как последовательное уменьшение риска аварий на ОПО, так и минимизация негативных последствий таких аварий.

Две основные проблемы, которые приводят к возникновению аварий:

1. Несоблюдение требований, часто повторяющихся из-за недостаточной организации производственных процессов (низкий уровень управления, формальная организация производственного контроля);
2. Нарушение требований безопасности по поведенческим причинам (осмысленное пренебрежение требованиями и основными правилами безопасности).

Локализация и устранение нефтяной аварии осуществляется многофункциональным комплексом задач, использованием технологического оборудования и применением разных подходов к какой-либо аварии. Независимо от характера аварийного разлива нефтепродуктов, применение технических средств должны использоваться для локализации нефтяного пятна, что в дальнейшем позволяет уменьшить площадь загрязнения.

Понимание поведения нефти на месторождении, характеристики нефти, а также способы

Знания поведения нефти на месторождении, ее характеристики, а также методы предотвращения аварии позволяют результативно принимать решение для наиболее быстрого и эффективного метода ликвидации последствий аварий.

По данным ООН, из года в год ущерб, наносимый мировой экономике, связанный с несчастными случаями и авариями, за последние 30 лет вырос в 3 раза и достиг около 400 млрд руб. В нашей стране за год материальный ущерб из-за несчастных случаев и аварий превышает 40 млрд руб., включая и затраты на ликвидацию этих аварий [3].

В данное время Ростехнадзор готовится к следующему этапу введения риск-ориентированного подхода – созданию системы дистанционного мониторинга технологических процессов на ОПО. Главной идеей системы дистанционного контроля является оперативная оценка, прогнозирование какого-либо инцидента и принятие предупредительных мер к исключению аварийности на ОПО.

Инструментом такой системы являются:

1. постоянное наблюдение за состоянием объекта в режиме настоящего времени с применением автоматизированной системы управления технологическим процессом (АСУ ТП);
2. оперативная оценка рисков возникновения аварий;
3. прогнозирование уровня промышленной безопасности и обеспечение возможности принятия оператором мер для исключения аварий.

Таким образом, чем быстрее будет обнаружена и устранена авария на ОПО, тем меньше составит ущерб и потери, как для предприятия, так и для страны в целом.

#### Библиографический список

1. Абдрахманов, Н. Х. Анализ отечественного и зарубежного опыта исследований в области безопасного проектирования и эксплуатации технологических объектов нефтеперерабатывающих и нефтехимических производств / Н. Х. Абдрахманов // Экспертиза промышленной безопасности и диагностика опасных производственных объектов – 2015. – №5. – С. 162-164.

2. «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»: федеральный закон РФ от 21.07.1997 г. № 116-ФЗ (с изм. и доп., вступ. в силу с 25.03.2017).

3. Федосов, А. В. История развития промышленной безопасности в России / А. В. Федосов // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья – 2017. – №5. – С. 57-60.

### **Поскальзывания, спотыкания и падения как опасные факторы производственного травматизма**

*Неупокоева Т.В., Бутченко О.О.*

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

Каждый день вы совершаете сотни шагов, но насколько осознанно вы их делаете? Если вы лишь только на несколько минут задумаетесь о возможных причинах поскальзываний, спотыканий и падений, вы сможете избежать ненужных и болезненных травм.

Поскальзывания, спотыкания и падения представляют собой серьезную проблему в деле обеспечения безопасности и охраны здоровья на производстве. Более 13 миллионов человек в год получают травмы по этим причинам.

Они представляют собой вторую по количеству случаев причину травматизма после автомобильных аварий. Поскальзывания, спотыкания и падения вызваны проблемами, связанными с трением, моментом и силой тяжести.

Поскальзывания, спотыкания и падения зачастую приводят к:

- боли;
- страданиям;
- существенным расходам на лечение;
- снижению производительности труда;
- потере заработной платы.

Поскальзывание происходит в результате недостаточной силы трения между подошвой обуви и поверхностью, по которой идет человек. Существует огромное количество факторов, которые могут привести к поскальзыванию, среди которых наиболее очевидными являются лед, масло, вода, моющие средства и некоторые другие вещества, делающие обработанную поверхность скользкой.

Спотыкание происходит в результате потери равновесия из-за каких-либо препятствий или помех. Обычно это происходит в процессе ходьбы либо бега, когда какое-либо препятствие прерывает наше движение. Спотыкание происходит, когда ступня человека сталкивается с каким-либо предметом, что приводит к потере равновесия. Основная причина спотыканий совершенно очевидна – это оставленные кем-то помехи на пути вашего движения, которые могут привести к спотыканию. Другие важные факторы, приводящие к спотыканию, включают поврежденные ступени, неровные поверхности либо предметы, поставленные в надлежащем месте.



Падение означает свободное опускание тела под действием силы тяжести. Падение происходит в результате слишком большого отклонения корпуса от центра тяжести тела. Падения могут быть вызваны массой причин, и зачастую являются результатом поскользывания или спотыкания.

Причины поскользываний, спотыканий и падений:

- СОСТОЯНИЕ работника, а именно состояние его здоровья, нахождение в состоянии наркотического, либо алкогольного опьянения, а также под воздействием медицинских препаратов;
- ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ работника, а именно выполнение работы в спешке, переноска тяжестей, недостаточный обзор, отвлеченное внимание;
- ОБУВЬ работника;
- СОСТОЯНИЕ поверхности, а именно скользкая либо неровная поверхность.

Если какой-либо опасный фактор может стать причиной поскользывания, спотыкания либо падения, его нужно устранять, когда это возможно, а именно:

- соблюдать правила безопасности;
- осторожно подниматься по лестницам;
- проводить частые инспекции оборудования;
- использовать надлежащие средства защиты;
- тщательно пристегивать оборудование, использовать только совместимые с таким оборудованием устройства, а также проводить их тестирование перед использованием.

И самое главное – помнить, что безопасность начинается с тебя!

#### Библиографический список

1. Технический регламент о безопасности зданий и сооружений: федеральный закон Рос. Федерации от 30.12.2009 г. № 384 – ФЗ (ред. от 02.07.2013 г.).
2. Административные и бытовые здания: СП 44.13330.2011: утв. приказом М-ва регионального развития Рос. Федерации (Минрегион России) 27.12.2010 г. № 782: ввод в действие с 20.05.2011 г.
3. Документация Группы Компаний EDC г. Когалым (презентация Департамента КаПЭБ).

### **Безопасность эксплуатации установке предварительного сброса воды Протозановского месторождения**

*Олейник П.В., Сивков Ю.В.*

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

На установке предварительного сброса воды (УПСВ) должен быть составлен план мероприятий по ликвидации последствий аварий (ПМЛА), который утверждается главным инженером предприятия [1].

Все объекты, относящиеся к УПСВ должны иметь инструкции по технике безопасности по профессиям и видам работ.

К обслуживанию УПСВ допускаются работники соответствующей квалификации, не имеющих медицинских противопоказаний и не моложе 18 лет после прохождения соответствующих инструктажей, стажировки, проверки знаний и допуска к самостоятельной работе приказом по организации.

В процессе эксплуатации УПСВ осуществляется систематический контроль за осадкой фундаментов емкостей, насосов, трубопроводов, факела и основания резервуаров.

Эксплуатация аппаратов, ёмкостей и оборудования при неисправных предохранительных клапанах, отключающих и регулирующих устройствах, при отсутствии или неисправности контрольно-измерительных приборов и средств автоматики запрещается [2].

К работе по монтажу, проверке, настройке и обслуживанию первичных измерительных приборов допускаются лица, имеющие допуск не ниже 3 квалификационной группы (КГ) по электробезопасности.

Подъезды к УПСВ должны быть исправными в любое время года.

Все электрооборудование в пределах взрывоопасной зоны выполнено во взрывозащищенном исполнении. Токоведущие части электрооборудования заземлены. Оборудование, ёмкости, коммуникации, в которых возникают заряды статического электричества – также заземлены.

Объекты УПСВ оснащены средствами пожаротушения по перечню, согласованному с местными органами пожарного надзора, УПСВ укомплектована аварийным запасом средств индивидуальной защиты (СИЗ), спецодеждой и предохранительными приспособлениями в соответствии типовыми отраслевыми нормами выдачи СИЗ рабочим и служащим предприятий нефтяной и газовой промышленности.

Для внутреннего освещения технологических аппаратов во время проведения осмотра и ремонта необходимо применение переносных светильников во взрывозащищенном исполнении с напряжением не более 12 В.

При проведении ремонтных работ на УПСВ для работников должен оформляться наряд-допуска в установленном порядке. В наряд-допуск отображаются следующие сведения для обеспечения безопасности проведения работ: дается оценка возможных опасностей; прописывается состав бригады (не менее трёх человек); дается перечень необходимых средств индивидуальной защиты, потребность в спасательных средствах и специальном инструменте; приводятся меры безопасности, применяемые в замкнутом пространстве; прописывается срок действия наряда-допуска; приводится схема установки заглушек и др.

Все работники участка должны быть обучены способам оказания первой доврачебной помощи.

#### Библиографический список

1. Набиев, А. А. Анализ условий возникновения и развития аварий в процессе подготовки нефти / А. А. Набиев [и др.] // Актуальные проблемы

научного знания. Новые технологии ТЭК-2017: материалы I Международной научно-практической конференции. – Т.1. – Тюмень, 2017. – С. 70-72.

2. Набиев, А. А. Обеспечение промышленной безопасности на установке предварительного сброса воды Пограничного месторождения / А. А. Набиев [и др.] // Актуальные проблемы научного знания. Новые технологии ТЭК-2017: материалы I Международной научно-практической конференции. – Т.1. – Тюмень, 2017. – С. 76-80.

### **Причины и факторы возникновения пожара на установке предварительного сброса воды Протозановского месторождения**

*Олейник П.В., Сивков Ю.В.*

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

На установке предварительного сброса воды (УПСВ) наиболее вероятными местами возникновения пожаров являются:

- электроустановки;
- открытые технологические установки;
- помещения насосных по перекачке нефти;
- реагентное хозяйство;
- факельное хозяйство.

Возникновение пожаров на предприятиях подготовки нефти происходит по многим причинам, некоторые причины пожаров представлены на рисунке 1.

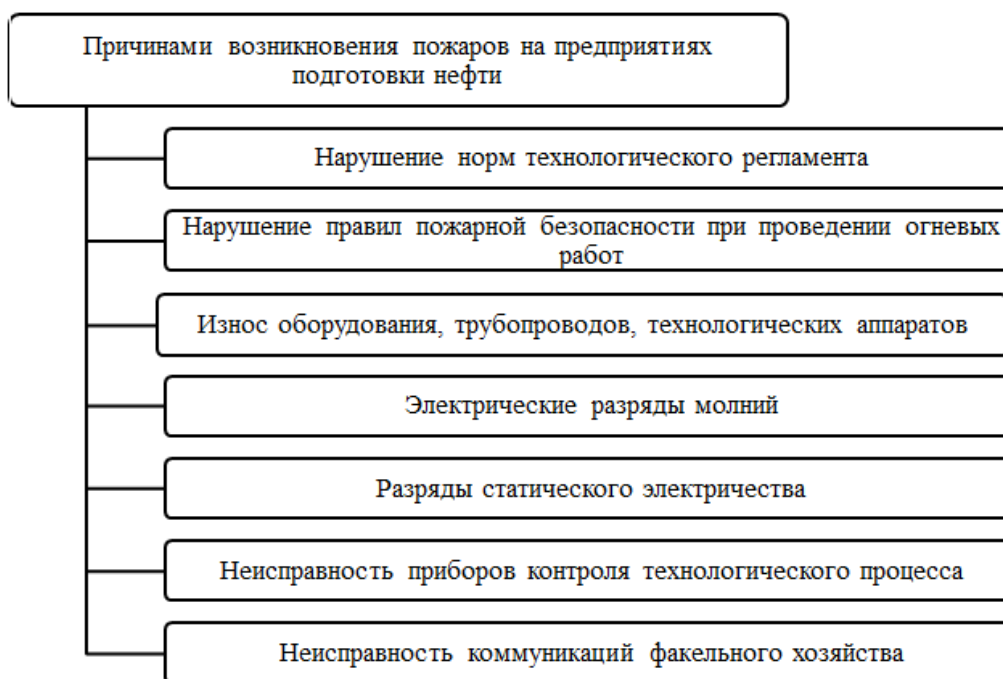


Рисунок 1. Основными причинами возникновения пожаров на предприятиях подготовки нефти

Наиболее сложными пожарами являются пожары в резервуарах наружных технологических установках. Они представляют опасность участникам пожара, коммуникациям, смежным сооружениям [1]. Опасность возникновения пожаров обусловлена возможностью жидкостей к растеканию на большой площади с высокой скоростью распространения пламени. Пожары, происходящие в резервуарах, характеризуются сложными процессами развития, они носят затяжной характер и требуют при ликвидации большого количества сил и средств.

Возникновение пожара зависит от следующих факторов: наличия источника зажигания, свойств горючей жидкости, конструктивных особенностей технологической установки, наличия взрывоопасных концентраций, технологические режимы эксплуатации, а также климатические и метеорологические условия.

Наиболее опасными по последствиям при работе установки являются аварии, сопровождающиеся выбросом нефтяных паров и разливом нефти при разгерметизации (разрушении) технологического оборудования, происходящие с воспламенением (взрывом) паровоздушной смеси (ПВС) и пожаром разлива нефти [2].

Авария при разгерметизации или разрушении оборудования может развиваться по следующим вариантам:

- разгерметизация оборудования своевременно замечена обслуживающим персоналом, аварийное оборудование отсечено от соседнего и освобождено от содержимого по обводным и дренажным трубопроводам. Пары нефти или газ, выделившиеся при разгерметизации аварийного оборудования, рассеиваются по направлению ветра, разлитая нефть собирается;

- в результате разгерметизации или внезапного разрушения оборудования при возникновении источника зажигания происходит воспламенение облака ПВС (взрыв, пожар-вспышка), воспламенение разлива нефти;

- пожар или взрыв на одном из аппаратов или другом оборудовании может привести к эскалации аварии и вовлечению в нее связанного с аварийным оборудованием (или находящегося в пределах радиусов зон действия поражающих факторов) другого оборудования.

В случае проливов нефти и образования смеси паров нефти с воздухом в не загроможденном технологическим оборудованием пространстве и ее зажигании относительно слабым источником (например, искрой) сгорание этой смеси происходит, как правило, с небольшими видимыми скоростями пламени [3]. При этом волны давления весьма малы и могут не приниматься во внимание при оценке поражающего воздействия. В этом случае реализуется так называемый «пожар-вспышка», при котором зона поражения высокотемпературными продуктами сгорания практически совпадает с максимальным размером облака продуктов сгорания (зоной, ограниченной НКПР паров нефти) [4].

Большую опасность представляют явления выбросов и вскипания нефти при пожаре, что обусловлено наличием в ней воды. Во время пожара нефть разогревается, легкие фракции выкипают, а оставшиеся фракции с высокой температурой кипения (более 100°С) нагревают воду (вода находится под давлением слоя нефти в нижней части аппарата) до температуры, превышающей нормальную температуру кипения. В некоторый момент вода взрывоопасно вскипает, вызывая выброс из аппарата горячей нефти.

Так как в процессе работы не исключено образование взрывоопасной смеси внутри емкостей или аппаратов, наиболее вероятной фазой начала аварии в резервуаре или емкости с нефтью является взрыв паровоздушной смеси, который вызывает разрушение аппарата или емкости, пожар разлива нефти.

Развитие пожара при хранении больших масс нефти можно подразделить на следующие уровни:

- возникновение и развитие пожара в пределах одного аппарата без влияния на смежные (78 % пожаров) – уровень А;
- распространение пожара с одного аппарата на группу аппаратов (15% от общего числа пожаров) – уровень Б;
- развитие пожара с возможным разрушением смежных аппаратов, зданий и сооружений на территории предприятия и за его пределами, а также поражение опасными факторами пожара персонала предприятия и населения близлежащих районов (около 6%) – уровень В.

#### Библиографический список

1. Колесниченко, Е. Л. Обеспечение пожарной безопасности при строительстве зданий и сооружений / Е. Л. Колесниченко, Ю. В. Сивков // Нефть и газ Западной Сибири: материалы Международной научно-технической конференции. – Т.3. – Тюмень, 2013. – С. 102-107.

2. Набиев, А. А. Анализ условий возникновения и развития аварий в процессе подготовки нефти / А. А. Набиев [и др.] // Актуальные проблемы научного знания. Новые технологии ТЭК-2017: материалы I Международной научно-практической конференции. – Т.1. – Тюмень, 2017. – С. 70-72.

3. Набиев, А. А. Обеспечение промышленной безопасности на установке предварительного сброса воды Пограничного месторождения / А. А. Набиев [и др.] // Актуальные проблемы научного знания. Новые технологии ТЭК-2017: материалы I Международной научно-практической конференции. – Т.1. – Тюмень, 2017. – С. 76-80.

4. Набиев, А. А. Мероприятия по локализации и ликвидации аварий на установке подготовки нефти / А. А. Набиев [и др.] // Новые технологии - нефтегазовому региону Материалы Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых. – Тюмень, 2018. – С. 105-106.

## Анализ опасности метилмеркаптана

Омельчук М.В., Короткова Ю.С., Воронцова Е.А.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

В последнее время одной из основных проблем нефтегазохимической промышленности являются аварийные ситуации с выбросом химически опасных веществ. Ввиду того, что в данной отрасли заняты порядка миллиона работников, а также существует вероятность утечки опасного вещества, необходимым условием является надежное обеспечение промышленной безопасности и охрана окружающей среды. Одним из таких опасных веществ является метилмеркаптан.

Метилмеркаптан ( $\text{CH}_3\text{SH}$ ) представляет собой бесцветный горючий газ с резким неприятным запахом, он в 1,7 раза тяжелее воздуха и относится ко 2 классу опасности в воздухе рабочей зоны. При температуре  $+5,95^\circ\text{C}$  сжижается, образуя легколетучую бесцветную жидкость, а при хранении приобретает желтоватый цвет [1].

Метилмеркаптан транспортируют в железнодорожных и автомобильных цистернах, контейнерах и баллонах, которые являются временным его хранилищем. Как правило, метилмеркаптан хранится в сжиженном состоянии в наземных горизонтальных цилиндрических (объемом 10–250 м<sup>3</sup>) резервуарах при температуре окружающей среды под давлением собственных паров 6–18 кгс/см<sup>2</sup> [2].

Хранение одоранта на складах производителей и потребителей должно производиться в специальных емкостях стационарных резервуарах, контейнерах, бочках, сертифицированных для указанных целей. Заполненные бочки с одорантом должны храниться на открытом воздухе на специально отведенной площадке, под навесом из негорючего материала, исключая попадание на бочки прямых солнечных лучей [2].

Рассмотрим основные области применения метилмеркаптана:

- в качестве промежуточного вещества реактивных топлив;
- при синтезе фумигантов и фунгицидов;
- в качестве одорирующей добавки к природному газу, в т.ч. бытового газа;
- при производстве аминокислоты метионина, используемой в качестве кормовой добавки, из акролеина.

Несмотря на полезные свойства, необходимо отметить основные источники загрязнений данным веществом:

- стоки предприятий целлюлозно-бумажной промышленности (0,05–0,08 мг/дм<sup>3</sup>);
- газовые промыслы и станции подземного хранения газа;
- нефтеперегонные и кожевенные заводы;
- при производстве сернистых красителей;
- является продуктом метаболизма живых клеток.

Одним из примеров загрязнения воздушного бассейна метилмеркаптаном является Архангельский импактный район. Для данного района характерно загрязнение атмосферного воздуха специфическими вредными примесями от предприятий целлюлозно-бумажной промышленности и машиностроения, а также транспорта и теплоэнергетики. К предприятиям с наибольшими объемами выбросов загрязняющих веществ в атмосферу относятся: ОАО «Соломбальский ЦБК» г. Архангельска, ТЭЦ г. Архангельска, ОАО «Архангельский ЦБК» г. Новодвинска, ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2 г. Северодвинска. Общий объем поступающих за год в атмосферу загрязняющих веществ составляет порядка 160,2 тыс. т, из них 34,6 тыс. т метилмеркаптан [3].

Помимо загрязнения атмосферного воздуха существует также ряд других опасных характеристик метилмеркаптана:

- пожароопасность, в том числе возможно возгорание на расстоянии от места разгерметизации, так как метилмеркаптан тяжелее воздуха и может стелиться по земле, скапливаться в низких участках поверхности, подвалах и тоннелях;

- взрывоопасность при контакте с воздухом (температура вспышки равна  $-18^{\circ}\text{C}$ , категория взрывоопасности смеси ПА, температура самовоспламенения равна  $196,8^{\circ}\text{C}$ , предел взрываемости % (об.): 3,9 – 21,8 [1];

- при кратковременном воздействии на человека возможно раздражение глаз и дыхательных путей, покраснение кожи, отек легких, воздействие на центральную нервную систему, поражающая концентрация составляет  $1700 \text{ мг/м}^3$ ;

- сброс дурнопахнущих сточных вод в водоемы может привести к нарушению кислородного режима и гибели рыб, микроорганизмов и растительности, вода приобретает неприятные вкус и запах, передаваемые мясу рыб [4];

- при действии высоких концентраций у животных возникает расстройство дыхания, координации движений, возможна смерть от остановки дыхания;

- в случае разлива сжиженного метилмеркаптана происходит загрязнение грунта.

В декабре 2017 года метилмеркаптан стал источником неприятного запаха в Москве. *В пробах воздуха метилмеркаптан был обнаружен в количестве 0,3 ПДК.* Роспотребнадзором проведено около 2500 исследований в разных административных округах столицы. Превышений ПДК в атмосферном воздухе не зафиксировано.

В ноябре 2014 года в результате аварии на химическом предприятии компании DuPont в пригороде Хьюстона Ла-Порт произошла утечка метилмеркаптана на заводе, где работают более 300 сотрудников. Утечка была локализована спустя 2 часа. Но затем у пятерых человек проявились признаки отравления: четверо из них скончались на месте, пятого госпитализировали. Метилмеркаптан использовался на заводе для производства

инсектицидов и фунгицидов. По словам представителей чрезвычайных служб, выброс химиката не представлял токсической опасности для живущих рядом людей, однако авария привела к появлению в этой местности неприятного запаха.

21 октября 2010 года в Екатеринбурге на газораспределительной станции №1 произошла утечка одоранта. Вещество отнесло ветром в сторону поселка Калиновка и города Березовский. Спустя 30 минут специалисты обнаружили и перекрыли место утечки, кроме того была произведена нейтрализация одоранта в почве раствором марганца. Пострадавших нет.

Таким образом, выброс аварийно химически опасных веществ может нанести непоправимый вред как людям, так и окружающей среде. Поэтому вопрос обеспечения защиты населения и охраны окружающей среды от токсического воздействия является одним из актуальных в настоящее время. Для повышения безопасности объектов, а также для своевременного выявления места утечки, принятия необходимых мер, а также устранения последствий необходимо прогнозирование аварий на опасных производственных объектах с помощью моделирования в специальных программных продуктах.

#### Библиографический список

1. Батырев, В. В. Справочник специалиста-химика МЧС России / В. В. Батырев. – Москва: ФГБУ ВНИИ ГОЧС (ФЦ), 2013. – 300 с.
2. Инструкция по технике безопасности при производстве, хранении и транспортировании (перевозке) и использовании одоранта: утв. заместителем Председателя Правления ОАО "Газпром" В.В.Ремизовым 29.03.99. – Москва: ОАО «Газпром», 1999. – 37 с.
3. Душкова, Д. О. Анализ техногенного воздействия на геосистемы Европейского Севера России / Д. О. Душкова, А. В. Евсеев // Арктика и Север. – 2011. – №4. – С.162-195.
4. Яковлева, О. И. Очистка сточных вод / О. И. Яковлева, Н. И. Ткаченко. – Москва: Лесная промышленность, 1975. – 49 с.

#### Вопросы экологической безопасности в нефтегазовой отрасли

*Ударцева О.В.<sup>1</sup>, Скитин Л.Н.<sup>2</sup>, Гальцев С.А.<sup>3</sup>*

*<sup>1,2</sup>Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень,*

*<sup>3</sup>Иркутский национальный исследовательский технический университет, г. Иркутск*

Техносферная безопасность в результате хозяйственной деятельности определяет социальную политику государства и направлена на решение задач ресурсонародосбережения. Неотъемлемой частью техносферной безопасности является безопасность окружающей среды и как следствие



здоровья человека. Для анализа и оценки экологической ситуации изучаемых регионов необходимо иметь небольшое число достаточно четких показателей. Задача получения параметров загрязнений окружающей среды сложна в связи с отсутствием методов инструментального контроля, но все же можно выделить две группы факторов, которые характеризуют антропоэкологическую обстановку в регионе. Первая группа показателей позволяет оценивать природные условия изучаемых территорий и интегрируется комплексным показателем – уровнем экологической безопасности среды обитания человека. Вторая группа показателей характеризует уровень загрязнения и деградации окружающей природной среды в результате техногенной экспансии. Необходимость разработки вариантов решения данных задач актуализирует избранную тему.

Нефтегазодобывающая отрасль является одной из самых экологически опасных сфер хозяйствования. Данная отрасль отличается довольно высокой загрязняющей способностью и большой землеемкостью, высокой пожаровзрывоопасностью производственных объектов. Химические реагенты, которые используются при бурении скважин, добыче и подготовке нефти, добываемые углеводороды и примеси к ним, являются вредными опасными веществами не только для растительного и животного мира, но и для организма человека [1].

Актуальной в настоящее время является и проблема сжигания попутного нефтяного газа. Природный газ содержится в нефтяных пластах и появляется на поверхности земли при добыче нефти. Основным способом его утилизации - является сжигание на факельных установках нефтедобывающих компаний. Известно, что попутный нефтяной газ обладает высокой теплотворной способностью в диапазоне 9 – 15 тысяч Ккал/м<sup>3</sup> [2]. Разработаны, но требуют экономических затрат технологии для выработки тепловой и электрической энергии для нужд нефтепромыслов. Сжигание ПНГ приводит к ухудшению экологической ситуации в нефтепромысловых регионах. При «технологических потерях» и сжигании ПНГ в атмосферу выбрасываются диоксид углерода и сажа. В настоящее время в связи с высокой уязвимостью Арктических экосистем к глобальному потеплению актуальнее звучит вопрос о контроле за выбросом парниковых газов. Для наблюдения за уровнем выбрасываемых в атмосферу соединений предлагается использовать беспроводные сенсорные системы.

Объединенные в беспроводную сенсорную сеть пьезодатчики образуют распределенную, самоорганизующуюся систему сбора, обработки и передачи информации. Каждое устройство имеет процессор, память, цифроаналоговые и аналого-цифровые преобразователи, радиочастотный приемопередатчик, источник питания и датчики. Датчики выбираются, исходя их химического состава осаждаемых химических соединений и подключаются через цифро-аналоговые коннекторы. При сжигании ПНГ осаждаемые частицы, попадая на датчики, вызывают изменение величины его спонтанной поляри-

зации, в результате на выходе появляется скачок напряжения, который свидетельствует о массе попадающих капель на пластину датчика в единицу времени, т.е. концентрации химического вещества, рисунок 1.

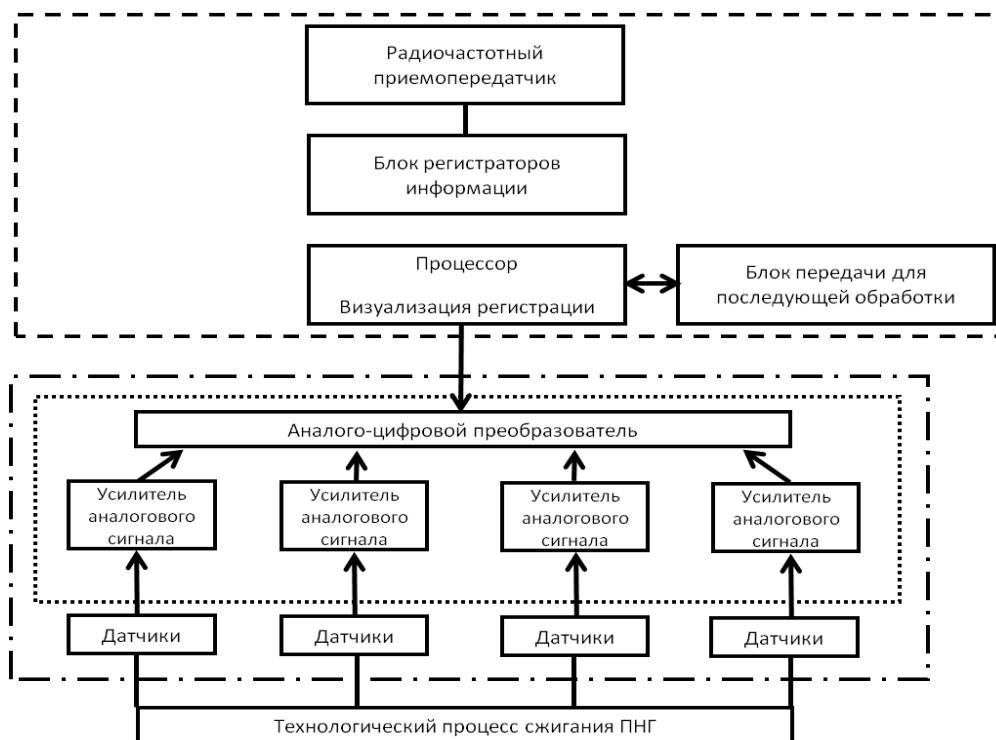


Рисунок 1. Система сбора, обработки и передачи информации

Данный информационно-программный комплекс апробирован при полевых исследованиях и подтвержден свидетельством о регистрации программ для ЭВМ [3].

Разработанное информационно-программное решение направлено на исследование концентраций осаждаемых химических соединений, образующихся в результате технологических процессов от стационарных источников.

#### Библиографический список

1. Проблемы и перспективы использования попутного нефтяного газа в России / доклад Всемирного фонда дикой природы (WWF), Москва, 2017. – 32 с.
2. Коржубаев, А. Г. Проблемы и перспективы эффективного использования попутного нефтяного газа в России / Д. А. Ламерт, Л. В. Эдер // Бурение и нефть. – 2016. – №1. – С. 4-7.
3. Свид. 2018612671 Российская Федерация. Свидетельство об официальной регистрации программы для ЭВМ. Оценка безопасности производственных процессов предприятий на основе системного подхода / О. В. Ударцева; заявитель и правообладатель ФГБОУ ВО ТИУ (RU). – № 2017663991; заявл. 29.12.17; опублик. 21.02.18, Реестр программ для ЭВМ. –1 с.

## СЕКЦИЯ «Современные материалы, конструкции и технологии»

### Влияние скорости нагрева твердого аморфного конденсата на температуру фазового перехода.

*Ахтямов Р.М., Овчинников В.П.*

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

Для исследования кристаллизации аморфной воды использовалась следующая установка. На подложке, установленной в вакуумной камере, находится емкостный датчик, позволяющий измерять емкость и тангенс угла диэлектрических потерь. По трубке установленной в камере подаются пары воды, проходящие сопло Лавалья, где образуются кристаллические центры. Подложка охлаждается жидким азотом. Молекулы попадающие на подложку теряют энергию в среднем за 2 столкновения. Скорости охлаждения в таких условиях достигают  $10^5$ - $10^7$  К/с.[1] Далее происходит нагрев образца и фиксируется кристаллизация. При фазовом переходе происходит изменение характера показаний емкости и тангенса угла диэлектрических потерь. [2] Также установлены 2 медь-константановые термопары: одна измеряет температуру образца на подложке, вторая дифференциальная показывает выделение тепла в образце, что также позволяет судить о произошедшем фазовом переходе.

После измерений, данные представлялись в виде графиков зависимостей емкости, тангенса угла диэлектрических потерь, показаний дифференциальной термопары от температуры образца.

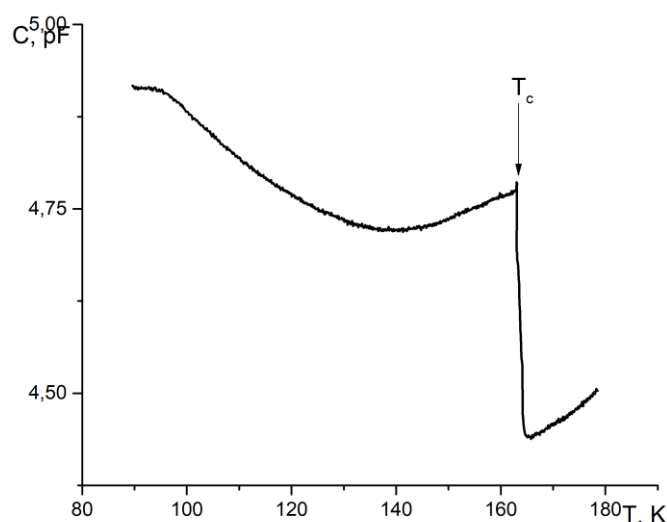


Рисунок 1. Температурная зависимость емкости датчика при нагревании аморфного конденсата со средней скоростью нагревания 3,12 К/м

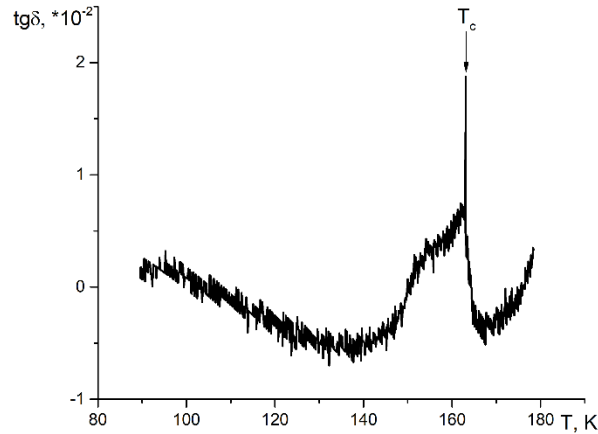


Рисунок 2. Температурная зависимость тангенса угла диэлектрических потерь при нагревании аморфного конденсата со средней скоростью нагревания 3,12 К/м

На рисунке 3, рядом с пиком, соответствующим  $T_c$ , хорошо виден второй пик тепловыделения. Природа этого пика связана с неоднородностью образца, в следствие чего, кристаллизация начинается в нескольких, отдаленных друг от друга, центрах.[3]

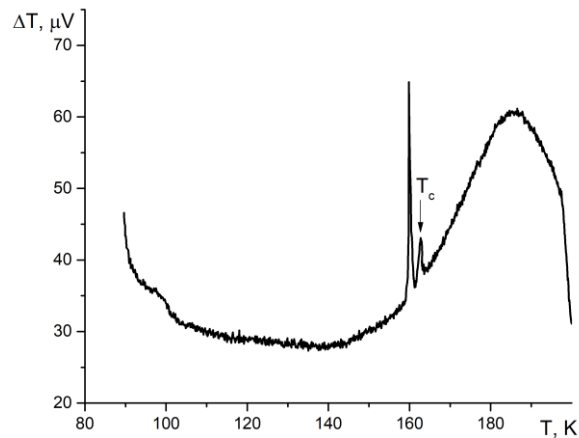


Рисунок 3. Показания дифференциальной термопары при нагревании аморфного конденсата со скоростью нагрева 3,12 К/м

В итоге были проведены измерения для 3 скоростей нагрева 3,12 К/м, 6,6 К/м и 9,23 К/м. Соответственно скоростям нагрева были зафиксированы температуры кристаллизации 163 К, 167 К, 175 К.

По результатам опытов была построена зависимость температуры кристаллизации от скорости нагрева в логарифмических координатах.

По графику на рисунке 4 видно, что зависимость в проведенных опытах отличается от результатов полученных для гомогенной кристалли-

зации. Это может быть связано с тем, что кристаллизация в наших образцах шла по процессу гетерогенного зародышеобразования. Для гомогенной нуклеации, как показано на рисунке, результаты опытов ложатся на прямую. В нашем случае при аппроксимации существует значительная погрешность, что может быть связано с малой выборкой данных или вероятностным характером распределения центров кристаллизации.

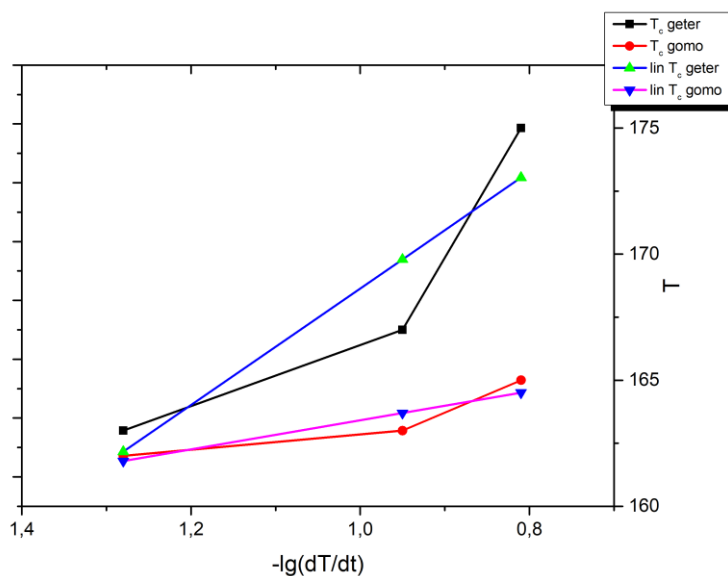


Рисунок 4. Зависимость температуры кристаллизации аморфных конденсатов воды от скорости нагрева

### Библиографический список

1. Файзулин, М. З. Стеклование и кристаллизация низкотемпературных аморфных конденсатов воды и водно-метановой смеси / М. З. Файзулин [и др.] // Журнал физической химии. – 2012. – Т. 86, №2. – С.1-6.
2. Faizulin M. Z. Glass transition and crystallization of water and aqueous solutions of organic liquids / M. Z Faizulin, V. N. Skokov, V. P. Koverda // Journal of Non-Crystalline Solids. – 2010. – V.356, № 23-24. – P. 1153.
3. Скрипов, В. П. Спонтанная кристаллизация переохлажденных жидкостей / В. П. Скрипов, В. П. Коверда. – Москва: Наука, 1984. – 232 с.

### Производство низших олефинов в нефтегазохимии

*Бекбасов Т.Ж., Таранова Л.В.*

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

В настоящее время развитие нефтегазохимического комплекса связано с ежегодным увеличением спроса на низшие олефины. По этой причине вводят новые мощности по производству углеводородов [1].

Нефтегазохимический комплекс является ключевым в развитии промышленных производств органических веществ и обладает высоким экономическим эффектом [1].

Производство низших олефинов является основным комплексообразующим сектором нефтегазохимии. При этом годовые объемы процессов производства низших олефинов характеризуют промышленный потенциал развития того или иного региона [2].

Важнейшими полупродуктами для производства широкого ассортимента товаров народного потребления являются в этилен и пропилен [1].

Актуальность обусловлена тем, что современная динамика потребностей производства на мировом рынке низших олефинов имеет дисбаланс в сторону дефицита мощностей. Среднегодовой прирост спроса на этилен в мире составляет около 4-4,5 % [1].

Основным источником получения этилена в мире – традиционный термический пиролиз газообразных или жидких углеводородов в присутствии водяного пара. Наряду с этиленом в процессе пиролиза получают пропилен, бутены и дивинил, а также ароматические углеводороды, выход которых напрямую зависит от типа сырья. Именно наличие нескольких целевых продуктов в одном процессе придает пиролизу уникальность и большое распространение среди прочих процессов получения олефинов [1].

#### Библиографический список

1. Латыпова, К. Д. Стратегия кластеризации нефтегазохимического комплекса РФ как путь повышения уровня использования углеводородного сырья / К. Д. Латыпова // Вестник Казанского технологического университета. – 2013. – № 19. – С. 369-371.

2. Потехин, В. М. Химия и технология углеводородных газов и газового конденсата: Учебник в 2-х частях. – СПб.: ХИМИЗДАТ, 2016. – 560 с.

#### Сырьевая база процесса пиролиза

*Бекбасова Е.Ю., Мозырев А.Г.*

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

За последние годы газонефтехимический комплекс поистине стал крупнейшим межотраслевым сегментом мирового промышленного производства многотоннажных органических продуктов. Именно обладая высоким экономическим, экологическим и социальным эффектом среди других отраслей, газонефтехимия характеризуется как одна из перспективных форм организации производства [1].

Сырьевая база процесса пиролиза с целью получения низших олефинов определяется такими факторами как:

- преобладанием вида сырья в регионе,
- потребностью в этилене, пропилене, бутан-бутиленовой фракции,

фракции  $C_5$ , пироконденсате и других побочных продуктах как полупродуктов дальнейшего производства;

– потребностью в продуктах, получаемых другими различными химическими процессами, сырьём для которых служат фракции, являющиеся также сырьём для процесса пиролиза [2].

Ближний Восток и Северная Америка обладают большими запасами природного газа и поэтому используют в качестве сырья пиролиза этан. Европа, а также Азиатско-Тихоокеанский Регион в качестве сырья пиролиза используют нефть (прямогонный бензин) [2].

Традиционным сырьем для производства этилена являются прямогонный бензин, газойль, этан [2]. В последние десятилетия сырьевая база для производства низших олефинов все более переориентируется в сторону утяжеления углеводородного сырья (тяжелые вакуумные дистилляты) и, напротив, все более широкого вовлечения в процесс различных газовых фракций, таких как пропановая, пропан-бутановая, широкой фракции легких углеводородов и др.

#### Библиографический список

1. Латыпова, К. Д. Стратегия кластеризации нефтегазохимического комплекса РФ как путь повышения уровня использования углеводородного сырья / К. Д. Латыпова // Вестник Казанского технологического университета. – 2013. – № 19. – С. 369-371.

2. Жагфаров, Ф. Г. Тенденции переработки газового углеводородного сырья в процессе пиролиза / Ф. Г. Жагфаров, П. О. Гуськов, А. Л. Лapidус // Газохимия. – 2011. – № 3-4 (19-20). – С. 26-31.

#### **Энергосберегающие подходы в процессах газодифракционирования**

*Богодухова О.В., Таранова Л.В.*

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

Технологические установки предприятий нефтегазопереработки и нефтехимии характеризуются повышенным энергопотреблением, что обусловлено необходимостью перемещения сырьевых и продуктовых потоков в пределах производственного объекта и поддержанием соответствующих температурных режимов проведения технологических процессов. В этой связи для отрасли весьма актуальны задачи энерго- и ресурсосбережения, решение которых входит в число одних из приоритетных задач предприятий в настоящее время. При этом попутно решаются экологические и эксплуатационные задачи. Разрабатываемые инновационные технологии и сложные ресурсосберегающие системы основаны на экономической эффективности предприятий и безвредном воздействии на окружающую среду. Для осуществления этих целей используют следующие идеи:

- сокращение потерь материальных ресурсов;
- полную рекуперация отходов и вторичных материалов, а также рекуперацию энергетических ресурсов.

В настоящей работе представлялось интересным рассмотреть вопросы энерго- и ресурсосбережения применительно к газофракционирующим установкам, предназначенным для разделения широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ), вырабатываемой в процессах переработки попутных нефтяных газов.

Газофракционирование применяется с целью получения индивидуальных легких углеводородов или углеводородных фракций высокой чистоты из попутного нефтяного газа. Метод основан на реализации процесса ректификации, относящегося к достаточно энергоемким процессам в связи с поддержанием температурного режима в разных частях ректификационной колонны.

Традиционно температурный режим колонн поддерживается с использованием теплообменного оборудования для нагрева сырьевых потоков, конденсации и охлаждения паров дистиллята и обогрева куба колонны, что в свою очередь обуславливает дополнительные затраты на подготовку и перекачку теплоносителей. При этом затраты увеличиваются при разделении компонентов с близкими температурами кипения – алканов нормального и изостроения.

Альтернативным методом поддержания температурного режима ректификационных колонн может быть использование принципа теплового насоса [1, 3].

Тепловой насос - энергосберегающее устройство, предназначенное для преобразования низкопотенциального тепла (пары дистиллята) в высокопотенциальное.

Данный метод приводит к повышению энергоэффективности и решению задач энерго- и ресурсосбережения за счет снижения затрат на теплоносители и теплообменные аппараты при проведении процесса.

По виду передачи энергии тепловые насосы бывают двух типов: компрессионные и абсорбционные.

Для компрессионных насосов к основным элементам установки относятся компрессор, конденсатор, расширитель и испаритель. При этом используется цикл сжатия-расширения теплоносителя с выделением тепла. Этот тип тепловых насосов прост, высокоэффективен и наиболее популярен.

Для абсорбционного теплового насоса принцип работы основывается на поглощении пара низкой температуры абсорбентом, с одновременным выделением теплоты. За счет тепла от источника низкопотенциального тепла хладагент закипает под вакуумом. Абсорбент выкачивается в генератор, где выпаривается ранее поглощенный водяной пар. После этого солевой концентрат возвращается в абсорбер, а конденсат паров хладагента - в испаритель.



Для реализации энергосберегающих подходов применительно к газофракционирующим установкам можно предложить реализацию схемы с использованием одного парокompрессионного теплового насоса (рисунок 1). На разделение поступает сырьё, нагретое в теплообменнике частью потока, выходящего с куба колонны. Пары, уходящие сверху колонны, подаются на линию всасывания компрессора, где сжимаются примерно в 1,7-2 раза, при этом температура паров повышается на 30-40°C, что позволяет использовать эту теплоту для нагрева куба колонны. После прохождения куба часть потока выходит в качестве кубовой жидкости и отправляется на склад перед этим, пройдя через теплообменник для подогрева сырьевого потока, а вторая часть поступает в теплообменник для передачи тепла потоку, выходящему из компрессора и затратившему тепло при движении по трубопроводу. После чего дросселируется до значения давления вверх колонны, при этом температура его снижается. Часть жидкости подается насосом на орошение колонны, а оставшая часть представляет собой целевой дистиллятный продукт.

Оптимальные технологические параметры возможности использования принципа теплового насоса: давление в колонне должно быть выше атмосферного (8-9 атм), максимальная разность температур дистиллята и кубовой жидкости ректификационной колонны не должна превышать 30°C (главный критерий применения тепловых насосов в технологических схемах газофракционирования) [3].

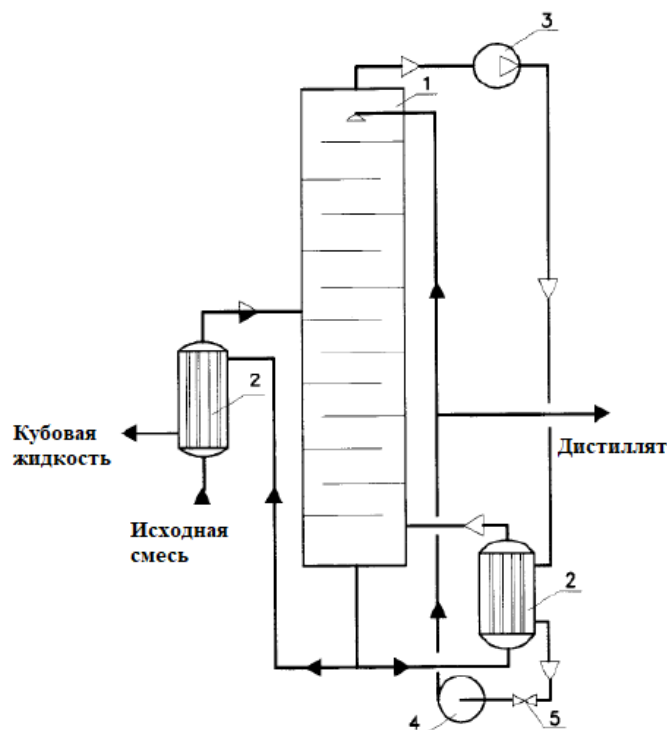


Рисунок 1. Ректификационная установка с последовательным включением тепловых насосов:  
1 – ректификационная колонна, 2 – теплообменник, 3 – компрессор, 4 – насос, 5 – дроссель

В работе выполнен анализ режимов работы ректификационных колонн установки и рассмотрена возможность применения компрессионного теплового насоса для повышения энергоэффективности типовой газофракционирующей установки на примере узла разделения этан-пропановой фракции. Произведен расчет и выбор необходимого вспомогательного оборудования, а именно – компрессора и дросселя.

#### Библиографический список

1. Александров, И. А. Применение теплового насоса в процессах ректификации / И. А. Александров, Г. И. Ефремов, Е. В. Брюзгинов // Энергосбережение и водоподготовка. – 2007. – №1 (450). – С. 33-36.
2. Тараканов, Г. В. Основы технологии переработки природного газа и конденсата / Г. В. Тараканов, А. К. Мановян; ред. Г. В. Тарканова. гос. – тех. ун-т. – Изд. 2-е, перераб. и доп. – Астрахань: Изд-во АГУТУ, 2010. – С. 103.
3. Ящук, В. М. Применение тепловых насосов в ректификационных установках / В. М. Ящук, О. А. Залипаева, Д. С. Филимонова // ИЗВЕСТИЯ ВолгГТУ. – 2014. – №1(128). – С. 133-136.

#### **Влияние растворяющей способности среды на содержание смолисто-асфальтеновых веществ в условиях паротеплового процесса с использованием растворителя**

*Валиева А.А., Зайдуллин И.М., Носова А.А., Лахова А.И., Петров С.М.*

*Казанский национальный исследовательский технологический университет, г. Казань*

В связи с постепенным истощением запасов кондиционных углеводородов все чаще возникает необходимость в освоении альтернативных видов тяжелых углеводородных ресурсов.

Для их извлечения разрабатываются гибридные технологии добычи, в одной из которых совместно с закачкой пара подается небольшое количество растворителя [1 - 2]. Однако общепринятых критериев для адаптации гибридной технологии с целью увеличения нефтеотдачи пласта находится на этапе накопления научно-экспериментального материала, что в свою очередь позволит тиражировать данную технологию к условиям месторождений.

Для решения этой проблемы необходимы выявление закономерностей изменения состава и свойств залегающего органического вещества от термодинамических параметров гибридной технологии, позволяющие выбрать наиболее эффективные условия добычи. Прогнозирование свойств органического вещества при техногенном воздействии возможно с позиции нефтяных дисперсных систем [3 - 5]. Теоретическое представление о тяжелых углеводородных ресурсах как о дисперсных системах, основаны на различии в межмолекулярных взаимодействиях их составляющих компонентов, обуславливающие повышенную их склонность к ассоциации. На

первом месте среди компонентов нефтяных дисперсных системы по склонности к ассоциации находится смолисто-асфальтеновые вещества.

Работа посвящена получению новых данных о явлениях и закономерностях, происходящих с дисперсной системой тяжелых углеводородов в условиях, моделирующих использование технологий добычи с помощью пара и легкокипящих углеводородов.

В качестве объекта исследования была выбрана высокосернистая, малопарафинистая, высокосмолистая нефть с малым содержанием (менее 2 %) легкокипящих фракций. В качестве растворителей использовали водяной пар, петролейный эфир с температурой начала и конца кипения 40-70°C, бензол (табл. 1). Эксперименты проводились в высокотемпературном реакторе высокого давления.

Таблица 1

Состав модельной смеси и термодинамические условия эксперимента

№	Состав модельной смеси	t, °C	p, МПа	τ, ч
1	Нефть: вода (2:1), эфир 10% на нефть	200	5	2
2	Нефть: вода (3:1), эфир 5% на нефть	150	4	2
3	Нефть: вода (3:1), эфир: бензол (19:1) 2% на нефть	150	4	2
4	Нефть: вода (2:1), эфир: бензол (9:1) 5% на нефть	150	4	2

Строение нефтяной дисперсной системы подверглось существенным изменениям после паротеплового воздействия на нефть в присутствии небольшого количества растворителей. По сравнению с исходной нефтью общим для преобразованной нефти являлось уменьшение соотношения асфальто-смолистых веществ к маслам (табл. 2). Использование смеси растворителей, включающей в себя помимо петролейного эфира бензол, существенно снижает это соотношение. Необходимо отметить увеличение количества дисперсионной среды в эксперименте номер три. По-видимому, наличие бинарного растворителя привело к снижению прочности физических ассоциатов высокомолекулярных углеводородов масляной части нефти и более полному их разрушению.

Таблица 2

Состав тяжелой нефти

№	Содержание компонентов, % мас			САВ/М
	Масла	Смолы	Асфальтены	
Исх. нефть	28,7	54,7	16,4	2,48
1	34,5	49,1	14,6	1,85
2	37,0	48,7	14,3	1,70
3	34,9	48,6	15,3	1,83
4	40,5	42,7	16,9	1,47

При дальнейшем увеличении растворяющей способности среды, при переходе от алканового растворителя к ароматичному дисперсионная среда оказывает интенсивное влияние на сольватный слой, и толщина его уменьшается, за счет чего повышается движущая сила процесса расслоения системы на фазы.

*Работа была выполнена при поддержке гранта РФФИ № 16-35-60058/15.*

#### Библиографический список

1. Morteza, S. Estimation of effect of diffusion and dispersion parameters on VAPEX process / S. Morteza, R. Ehsani Mohammad, N. Mohammad [et al.] // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2015. – № 132. – P. 53–64.
2. Nasr, T. N. Novel Expanding Solvent-SAGD Process ES-SAGD / T. N. Nasr, G. Beaulieu, H. Golbeck, G. Heck // *Journal of Canadian Petroleum Technology*. – 2003. – V. 42. – № 1. – P.4.
3. Сюняев, З. И. Нефтяные дисперсные системы / З. И. Сюняев, Р. З. Сюняев, Р. З. Сафиева. – Москва: Химия, 1990. – 226 с.
4. Сафиева, Р. З. Физикохимия нефти / Р. З. Сафиева; ред. В.Н. Кошелева. – Москва: Химия, 1998. – 448 с.
5. Туманян, Б. П. Научные и прикладные аспекты теории нефтяных дисперсных систем / Б. П. Туманян. – Москва: Техника, 2000. – 336 с.

#### **Доочистка поверхностных сточных вод сорбентами на природной основе с промышленных площадок нефтепромыслов**

*Вялкова Е.И., Малышкина Е.С., Фугаева А.М.*

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

Одной из главных причин загрязнения водных ресурсов нефтепродуктами Тюменской области является сброс в водоемы недостаточно очищенных и неочищенных производственных и поверхностных (дождевых и талых) сточных вод с территорий нефтепромыслов [1].

Подготовка питьевой воды и глубокая очистка сточных вод базируются на использовании активных углей. Активный уголь является единственным сорбентом, имеющим высокую адсорбционную способность при извлечении токсичных органических загрязнений из воды. Для Тюменской области этот вид сорбента достаточно дорог в связи с отсутствием месторождений природного угля в данном регионе [2].

В настоящее время активно ведется поиск эффективного, но относительно дешевого сорбционного материала. Изучаются различные модификации материалов, позволяющие повысить их сорбционную ем-

кость. Наибольший интерес вызывают отходы производства, которые возможно применять как вторичное сырье. Так, в данной исследовательской работе рассмотрены сосновые опилки в качестве сорбента, в качестве сорбата – нефтепродукты. Лесная промышленность является одной из перспективных отраслей народного хозяйства Тюменской области. Площадь лесных участков составляет 11,396 млн га. Производимый предприятиями лесопромышленного комплекса объем продукции составляет более 4,96 млрд руб. [3].

В качестве предварительной обработки растворов и модификации сорбентов изучены нетрадиционные методы: озонирование и облучение электромагнитным полем СВЧ-диапазона. Сорбция изучалась в статических условиях для низких концентраций нефтепродуктов, как наиболее трудно извлекаемых из водных растворов – от 0,6 до 5 мг/л [4].

На рисунке 1 представлены изотермы сорбции нефтепродуктов сосновыми опилками относительно активированного угля при предварительной подготовке рабочих растворов путем подогрева СВЧ-излучением и озонированием. Получены изотермы III, IV и V типа по классификации Брунауэра, Эммета, Теллера (далее – «БЭТ») [5]. III тип изотерм описывает полимолекулярную адсорбцию и сильное межмолекулярное взаимодействие в веществе сорбата, характерен для непористых и макропористых адсорбентов [6]. Изотермы типа IV и V отличаются тем, что для них характерна конечная адсорбция.

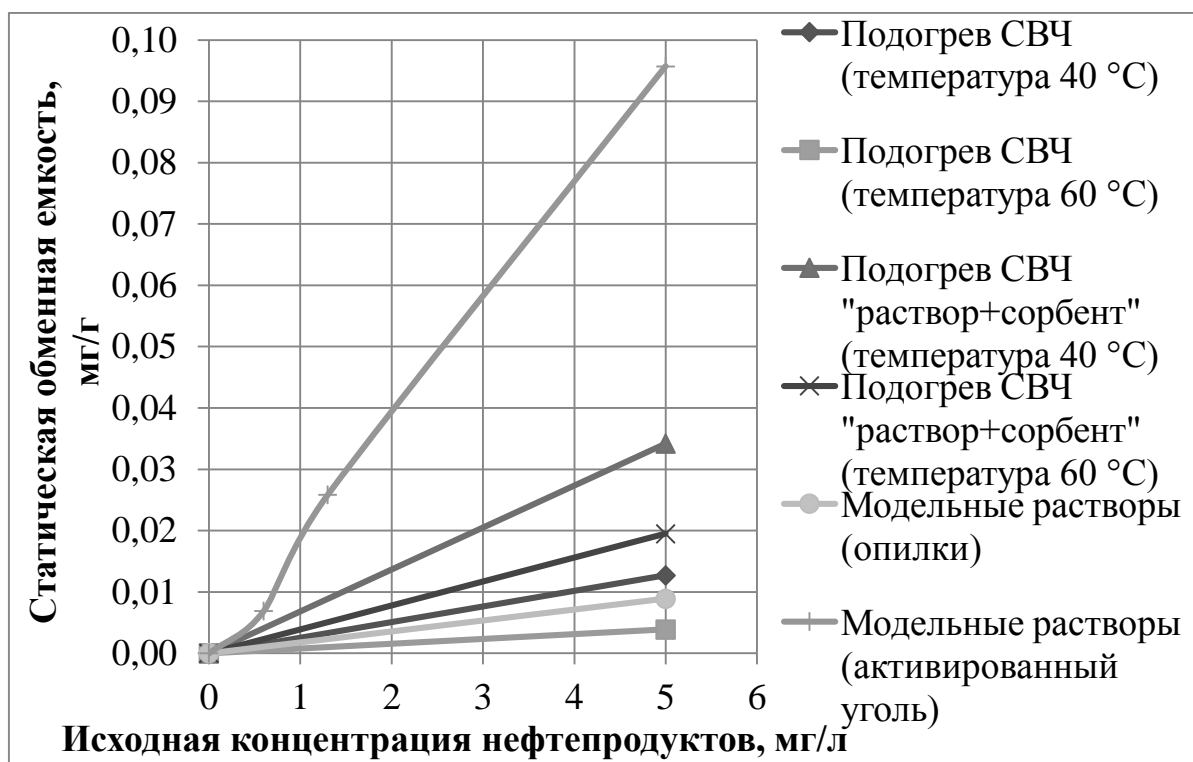


Рисунок 1. Изотермы сорбции нефтепродуктов из предварительно подготовленных растворов на сосновых опилках

На рисунке 2 представлены изотермы сорбции для модифицированных опилок. Изотермы сорбции относятся к I типу по классификации БЭТ [5], который характерен для микропористых сорбентов, и отражают мономолекулярную адсорбцию [6].

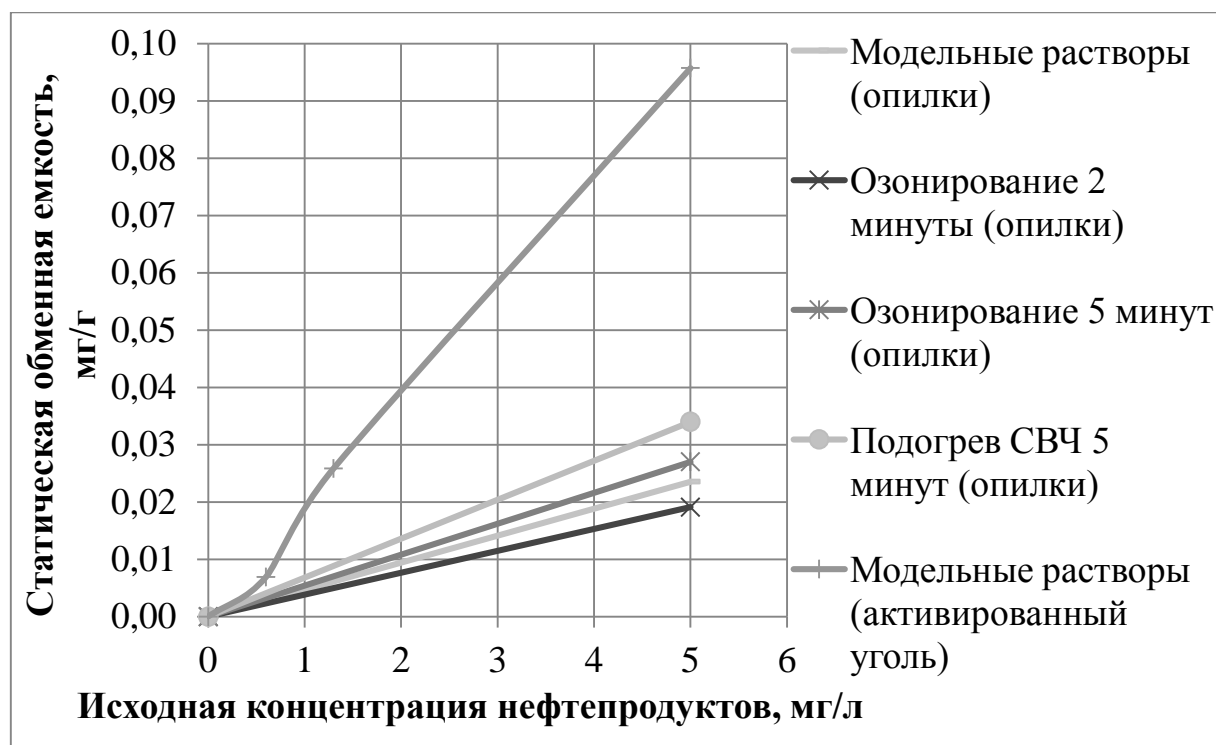


Рисунок 2. Изотермы сорбции нефтепродуктов модифицированными сосновыми опилками

Статическая обменная емкость сосновых опилок на модельном растворе оказалась на 19,4% ниже, чем на активированном угле, что говорит о перспективном применении опилок в качестве сорбента. Различные методы модификации сорбента повышают сорбционную активность опилок в растворах с исходными малыми концентрациями нефтепродуктов (до 5 мг/л): при предварительном озонировании – в среднем в 1,5 раза; при СВЧ-подогреве – в 2,3-2,5 раза. Самые лучшие показатели для малых концентраций исходных растворов были получены при совместной СВЧ-обработке растворов и опилок при температуре +40 °С: сорбционная емкость сорбента повышается в 3,7-4 раза.

Отработанные опилки возможно использовать в качестве сорбента без регенерации. Утилизация опилок может быть осуществлена в виде их предварительного брикетирования и сжигания в качестве топлива. Адсорбированные на поверхности опилок нефтепродукты будут повышать теплоту сгорания и способствовать дополнительному выделению энергии при сжигании.

## Библиографический список

1. Воронов, А. А. Сбор и очистка поверхностных сточных вод с производственных площадок нефтепромыслов / А. В. Воронов, Е. С. Малышкина, А. М. Фугаева // Энергосбережение и инновационные технологии в топливно-энергетическом комплексе: материалы Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов, молодых ученых и специалистов / отв. ред. А. Н. Халин – Тюмень: ТИУ, 2018. Т. 1 – С. 144-146. – ISSN 978-5-9961-1688-1.
2. Обзор рынка активированного (активного) угля в СНГ (8 издание) [Электронный ресурс] // ИНФОМАЙН, исследовательская группа. – Режим доступа: <http://www.infomine.ru/research/18/169>.
3. Информация о состоянии дел в лесопромышленном комплексе Тюменской области [Электронный ресурс] // ТЮМЕНСКАЯ ОБЛАСТЬ, Официальный портал органов государственной власти. – Режим доступа: [https://admtumen.ru/ogv\\_ru/finance/lk/more.htm?id=11498519@cmsArticle](https://admtumen.ru/ogv_ru/finance/lk/more.htm?id=11498519@cmsArticle).
4. Определение нефтепродуктов в воде. МУК 4.1.1262-03 СТ РК 2328-2013: [Электронный ресурс]. – Введ. 2003-09-01 // ИСС «Техэксперт».
5. Лурье, Ю. Ю. Аналитическая химия промышленных сточных вод / Ю. Ю. Лурье. – М.: Химия, 1984. – 448 с.
6. Новый справочник химика и технолога. Процессы и аппараты химических технологий. Ч. II. – СПб.: НПО «Профессионал», 2006. – 916 с., ил. – ISBN 5-91259-003-8.

### **Утилизация факельных газов струйно-компрессорной установкой**

*Жданович М.Ф., Фокин А.Е.*

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

Анализ технологических схем сбора, подготовки и хранения углеводородного сырья показывает, что основными источниками потерь являются сепарационные установки, низконапорные аппараты и резервуары [1]. На большинстве предприятий по переработке газового конденсата низконапорные газы, сбрасываемые от технологического оборудования, сжигаются на факелах.

За последние 25 лет в мире на факелах сожжено более 300 млрд. м<sup>3</sup> газа, что эквивалентно 420 млн. тонн условного топлива [2].

Этот газ частично или полностью можно использовать как компонент широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ) и/или как топливный газ для технологических нужд, что в свою очередь позволит повысить долговечность работы оголовков факельных систем, которые выходят из строя из-за прогара.

Наиболее выгодным вариантом для предприятий перерабатывающих газовый конденсат является использование низконапорных газов в качестве компонентов ШФЛУ. Для этого необходимо газ низкого давления –

0,05 МПа сжать до рабочего давления – 0,5 МПа и осуществить очистку от фракции  $C_{3+}$ .

Для реализации такого варианта применения низконапорных газов предлагается включать в сеть факельных хозяйств струйно-компрессорную установку (СКУ) согласно разработанной схеме представленной на рисунке 1.

Принцип работы СКУ заключается в следующем. Низконапорный газ поступает на вход струйного аппарата 1. Рабочая жидкость подается в струйный аппарат с помощью насоса 4. В качестве рабочей жидкости используется стабильный конденсат.

В результате процесса эжектирования в струйном аппарате парогазовая смесь сжимается до требуемого давления. Одновременно со сжатием в струйном аппарате происходит процесс абсорбции стабильным конденсатом паров углеводородов  $C_{3+}$ , содержащихся в откачиваемом газе.

После струйного аппарата образовавшаяся газо-жидкостная смесь попадает в сепаратор 2, где происходит отделение газа от стабильного конденсата. Сжатый газ из сепаратора направляется в топливную сеть либо возвращается в факельный коллектор.

Стабильный конденсат из сепаратора подается на охлаждение в воздушный холодильник 3, после чего поступает на прием насоса 4. Избыток стабильного конденсата с абсорбированными парами углеводородов  $C_{3+}$  через клапан-регулятор уровня в сепараторе 2 отводится из установки, на вторичную переработку.

В случае переменного расхода сжимаемого газа к одному сепаратору возможно подключение нескольких струйных аппаратов и насосов рабочей жидкости, работающих в схеме параллельно.

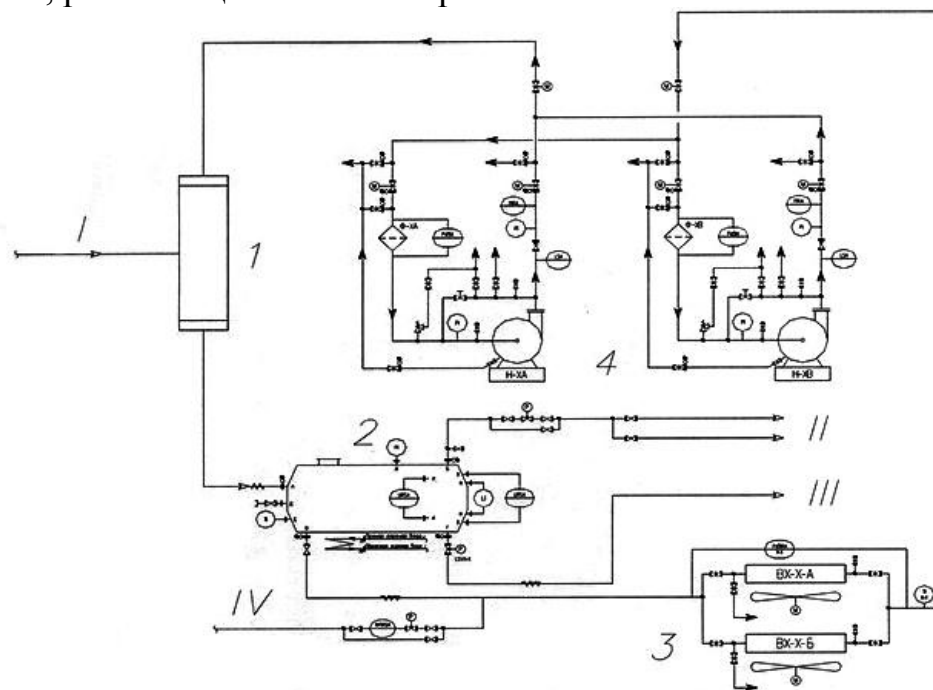


Рисунок 1. Принципиальная технологическая схема струйно-компрессорной установки



1 - жидкостно-газовый струйный аппарат; 2 - сепаратор; 3 - воздушный холодильник; 4 - насос.

I - газ низкого давления; II - сжатый газ потребителю; III - избыток отработанной рабочей жидкости; IV - подпитка свежей рабочей жидкостью.

Применение СКУ при утилизации факельных газов выгодно отличается от традиционных технологий утилизации следующим:

- при сжатии парогазовых смесей существенное количество паров абсорбируется рабочей жидкостью, что позволяет увеличить выход целевых продуктов;
- низкими энергозатратами, что обусловлено совмещением процессов сжатия и абсорбции;
- возможностью селективной очистки сжимаемых газов с помощью рабочей жидкости (в качестве рабочей жидкости может быть использован специально подобранный абсорбент) что позволяет очищать сжимаемый газ от агрессивных и экологически опасных веществ;
- возможностью сжатия взрывоопасных газов, а также газов, содержащих твердые частицы и капли жидкости (обеспечивается применением двухфазных струйных аппаратов, в которых газ сжимается холодной жидкостью);
- отсутствием необходимости в специально оборудованных компрессорных помещениях (оборудование струйного компрессора размещается на открытой площадке).

#### Библиографический список

1. Подготовка и переработка углеводородных газов и конденсата. Технологии и оборудование: Справочное пособ. / Т. К. Зиберт [и др.]. – Москва: Недра, 2001. – 316 с.
2. Сокращение потерь при сборе и подготовке углеводородного сырья / К. К. Жумаев [и др.] // Вопросы науки и образования. – №2 – С. 30-31.

#### **Изучение зарубежных жирных спиртов и депрессорных присадок в качестве активаторов процесса депарафинизации дизельного топлива в электрическом поле**

*Жидкова С.В., Агаев В.Г., Яковлев Н.С.*

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

Ранее [1] изучалась возможность электродепарафинизации нефтепродуктов с использованием депрессорной присадки Dodiflow 4971 и фракции высших жирных спиртов C<sub>10-18</sub>. Были изучены параметры процесса электродепарафинизации и показана возможность получение депарафинированных топливных фракций с требуемыми температурами помутне-

ния  $-15^{\circ}\text{C}$ . В ГОСТ 32511-2013 температура помутнения зимних сортов нормируется: от  $-10$  (класс 0) до  $-28^{\circ}\text{C}$  (класс 3). Полученная в работе [1] температура помутнения  $-15^{\circ}\text{C}$  близка к требованиям для зимнего дизельного топлива класса 1 (температура помутнения  $-16^{\circ}\text{C}$ ).

Представляет интерес изучение возможности электродепарафинизации летнего дизельного топлива в присутствии других видов зарубежных депрессорных присадок и высших жирных спиртов. Также интерес представляет получение депарафинированных топлив с температурами помутнения порядка  $-20^{\circ}\text{C}$  и парафинов, в виде восков. Выделенные из топлив парафины, являются ценным сырьем, например, для производства синтетических моющих средств.

Работа посвящена изучению возможности электродепарафинизации летнего дизельного топлива Антипинского НПЗ в присутствии видов зарубежных депрессорных присадок и получения депарафинированных дизельных топлив с температурой помутнения  $-20^{\circ}\text{C}$ , а также возможности выделения из них парафинов.

Основные физико-химические показатели дизельного топлива: температура помутнения изменяется минус  $4^{\circ}\text{C}$ , температура застывания минус  $13^{\circ}\text{C}$ , плотность при  $20^{\circ}\text{C}$   $826 \text{ кг/м}^3$ , содержание углеводов, образовавших комплекс с карбамидом  $20,8\%$  мас. В качестве присадок в работе использованы зарубежные депрессорно-диспергирующие присадки Dodiflow фирмы CLARIANT: 5817, 7118 и 5416; депрессорно-диспергирующие присадки Keroflux концерна BUSF: Keroflux 3501 и Keroflux 5696a; и депрессорная присадка Ofi 8863.

При выборе присадок исходили из следующих требований к ним. Присадки должны понижать температуру застывания дизельного топлива до температур несколько ниже температуры проведения процесса депарафинизации (ниже минус  $20^{\circ}$ ). Также присадка должна придавать осадку определенный заряд и способствовать осаждению парафиновых углеводов на одном из электродов. Были определены депрессорные свойства присадок. Все изученные присадки удовлетворяют заявленным требованиям. В качестве высших жирных спиртов (ВЖС) использовалась смесь промышленных фракций ВЖС (компания Ginol)  $\text{C}_{12-14}$  и  $\text{C}_{16-18}$  в соотношении 50/50 мас.

Изучение процесса электродепарафинизации показало, что в целом использование высших жирных спиртов улучшает показатели депарафинированного топлива. Исключением являются присадки марки Dodiflow, для которых влияние ВЖС неоднозначно.

Против ожиданий лучший результат был получен без использования ВЖС на присадке Dodiflow – 7118. По совокупности параметров: выхода Dodiflow ДДТ и его температуре помутнения, разности показателя преломления продуктов депарафинизации  $\Delta n_{35}^D$ , лучшим результатом следует считать депарафинизацию топлива с присадкой Dodiflow –

7118. Лучший результат был получен при следующих параметрах: содержание ДП 0,5% масс. и ВЖС 0,1% мас. Депарафинированное топливо получено с высоким выходом 87,45% масс. Температура помутнения полученного ДДТ была понижена с -4 до -18°C, а температура застывания с -13 до -42°C. Разность показателя преломления  $\Delta n^D_{35}=0,0051$ , подтверждает хорошее качество удаления парафинов.

Представленные результаты показали, что ВЖС повышают выход депарафинированного топлива, при этом ухудшая его температуру помутнения. Эти результаты несколько противоречат данным, ранее полученным с присадкой Dodiflow – 4971 [1]. Возможная причина, может заключаться в отличиях состава изученной присадки от Dodiflow – 4971. Также следует учитывать отличие состава ВЖС, с которыми ранее производили исследования.

Из топлива был выделен дополнительный продукт – осадок (12,55% от топлива), содержащий 32,17% твердых парафинов. Методом депарафинизации с избирательным растворителем парафин был выделен из осадка. Температуры помутнения и застывания парафина составили 34 и 31°C соответственно. При пересчете на исходное топливо количество выделенных парафинов составило 4% из 20,8% масс. В работе показано, что при электродепарафинизации происходит селективное выделение высокоплавких n-алканов начиная с гептадекана ( $C_{17}$ ).

#### Библиографический список

1. Агаев, С. Г. Влияние высших жирных спиртов на показатели электродепарафинизации летнего дизельного топлива / С. Г. Агаев, Н. С. Яковлев, А. А. Столбов // Нефтепереработка и нефтехимия. – Москва: ЦНИТЭНЕФТЕХИМ, 2012. – № 6. – С. 22-25.

### **Перспективы применения вентильного привода для процесса перекачки нефти на ЦППН Ватьегнаского месторождения**

*Землянский Е.О., Быковский И.А.*

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

В настоящее время вентильные привода состоят из двух частей (электромеханическая и управляющая).

Главными деталями вентильного двигателя являются: статор, ротор, датчик положения ротора и система управления.

Статор (рис.1) представляет собой классическую конструкцию и аналогичен статору асинхронного двигателя. Собран он из отдельных листов электротехнической стали – для уменьшения вихревых токов. Стоит из корпуса, сердечника из электротехнической стали и медной обмотки, уложенной в пазы по периметру сердечника. Количество обмоток

соответствует количеству фаз двигателя. Для самозапуска необходимо наличие двух фаз (синусной и косинусной).

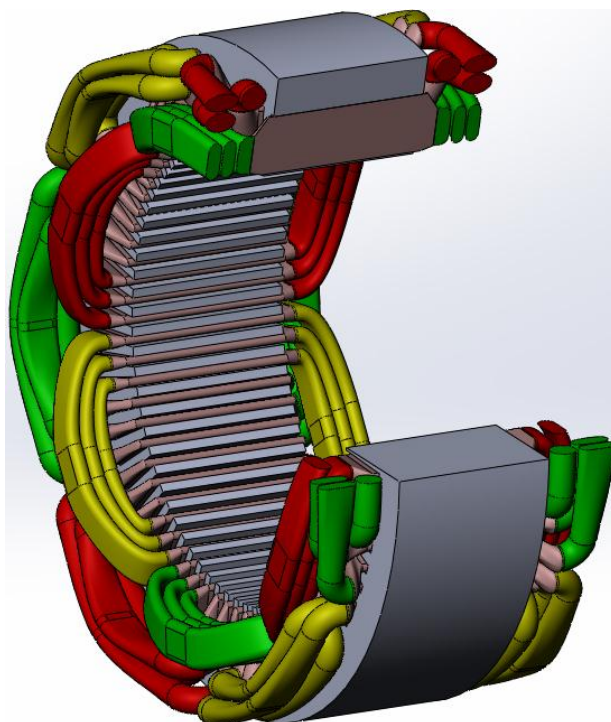


Рисунок 1. Статор

Производство ротора происходит обычно с использованием постоянных магнитов, имеющих от трех до восьми пар полюсов.

Для того чтобы получить высокий уровень магнитной индукции, в производстве ротора используют сплавы редкоземельных металлов.



Рисунок 2. Ротор

Для создания обратной связи используется датчик положения ротора. Он может работать по нескольким принципам – фотоэлектрический, индуктивный, на эффекте Холла, и т.д. Датчики Холла и фотоэлектрические являются более популярными, по причине того, что они практически безынерционны и уменьшают возможность запаздывания в канале обратной связи по положению ротора.

Двоичный код, получаемый с ДПР, фиксирует шесть различных положений ротора. Результаты датчиков в процессе преобразования управляющим устройством превращаются в комбинацию напряжений, управляющими силовыми ключами. При работе двигателя используются два ключа и две из трех обмоток якоря. Угол между обмотками якоря равен  $120^\circ$ . При переключении ключей создается вращающийся момент.

Принцип работы ВД (рис.3) представляет собой то, что контроллер ВД связывает обмотки статора так, чтобы вектор магнитного поля статора всегда был перпендикулярен вектору магнитного поля ротора.

При коммутации вектор магнитного поля ротора является постоянным относительно якоря. В результате взаимодействия потока якоря и возбуждения создается вращающийся момент  $M$ , который стремится повернуть ротор так, чтобы потоки якоря и возбуждения совпали, но при повороте ротора под действием датчика происходит переключение обмоток и поток якоря поворачивается на следующий шаг.

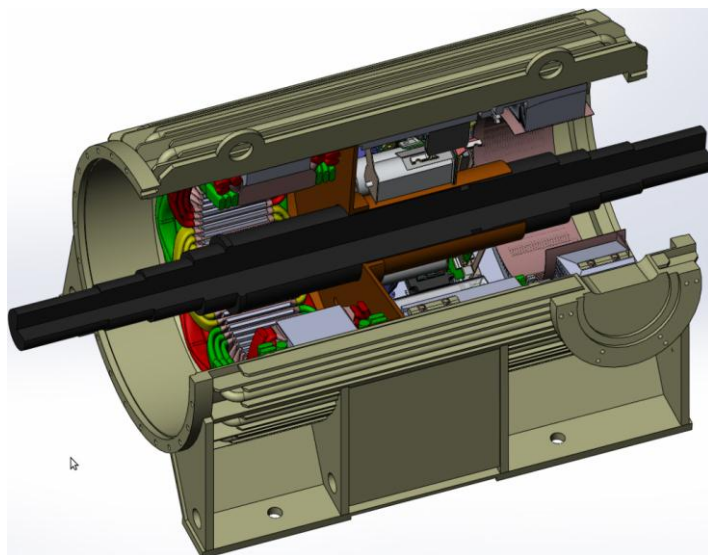


Рисунок 3. Конструкция вентильного привода

Преимущества использования ВД:

1. Широкий диапазон изменения частоты вращения
2. Пусковой ток не превышает рабочий (100-120% от рабочего)
3. Высокие энергетические показатели (КПД выше 90 %).

Недостатком в результате применения ВД можно назвать только высокие капитальные затраты (около 40 млн.рублей).

#### Библиографический список

1. Байков, Н. М. Сбор и промысловая подготовка нефти, газа и воды / Н. М. Байков. – Москва.: Недра, 1981. – 264 с.
2. Ильичёв, И. С. Основы физико-химического анализа продуктов нефтепереработки и нефтехимического синтеза [Электронный ресурс]: учебник для студентов вузов / И. С. Ильичёв, М. А. Лазарев, А. А. Щепалов. – Нижний Новгород: Нижегородский университет, 2010. – 163с.

### **Развитие технологий транспортного обслуживания нефтегазодобывающей отрасли**

*Ишкина Е.Г.*

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

Развитие технологий транспортного обслуживания нефтегазовой отрасли зависит от развития техники используемой в отрасли. Появление новой техники доступной для эксплуатации в нефтегазовой отрасли зависит от научно-технического развития и политики государства.

Сегодня стратегии производителей техники и оборудования переориентировались на выпуск продукции с установленным сроком эксплуатации. Если в 19 и 20 веке производители стремились повысить качество продукции и увеличить срок её эксплуатации, то в наше время производители четко определяют срок полезного использования и закладывают его в свою продукцию. По истечении срока полезного использования техника выходит из строя и чаще всего затраты на её восстановление значительно превышают затраты на приобретение новой. Производители стимулируют потребление новой техники и гарантируют тем самым увеличение объемов производства для себя. То есть сегодня, производители заинтересованы в качестве на строго определённый срок эксплуатации (чаще гарантийный).

Российский вариант развития технологий транспортного обслуживания нефтегазовой отрасли коррелирует с политикой государства. Насколько бы не были привлекательными некоторые предложения зарубежных заводо-производителей политика государства ориентирована на импортозамещение. Данная политика позволяет расти и развиваться отечественным производителям, продукция которых выигрывает в доступности и цене. Данная политическая ситуация стимулирует диверсификацию подрядчиков все больше приобретаемая оборудование для производства техники в Китае и Корее.

Транспортное обслуживание нефтегазовой отрасли включает взаимодействие нескольких десятков видов подвижного состава, а принимая во внимание значимость постоянной готовности к транспортному процессу для отрасли можно сделать вывод о масштабах рассматриваемого вопроса.

Развитие технологий транспортного обслуживания косвенно влияет на жизнедеятельность и показатели конкурентоспособности нефтегазовой отрасли. Динамично развиваются мультимодальные перевозки, повышается безопасность транспортного обслуживания. Технологии транспортного обслуживания изменились и развиваются в направлении максимальной адаптации под потребности нефтегазовой отрасли силами отечественных производителей.

### **Анализ грунтов с точки зрения рельефа и оценка трудности возведения на них мобильных зданий и сооружений**

*Кобяков В.А., Клюкин А.А.*

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

Мобильные здания и сооружения – это объекты, предназначенные для перевозки с одного места на другое и быстрого ввода в эксплуатацию. К им относятся вагон-дом, модульное здание, бытовка, балок, передвижной вагончик и другие мобильные здания, встречающиеся на рынке.

В настоящее время актуально применять прогрессивные методы строительства в особых геологических условиях. Особым геологическим условием может являться скалистые берега рек. Это прочное основание, но расположение мобильного здания может вызвать затруднения, связанные с каменными включениями разных фракций. Речной песок с часто распределенными валунами формирует неровный рельеф, препятствуя монтажу мобильного здания в проектное положение. Поэтому при проектировании важно обращать внимание на особенности рельефа местности.

Основания можно классифицировать с точки зрения рельефа местности и удобства возведения мобильных зданий и сооружений. Для этого разделим грунты на четыре группы. В качестве критериев будет служить ровность поверхности, устойчивость основания, неоднородность грунта [1,2,3,4]. Классификация представлена в таблицах 1-4.

Таблица 1

Первая группа (ровные и устойчивые)

Грунт	Рельеф грунта	Устойчивость грунта	Содержание грунта
Скальные грунты	ровная поверхность	высокая устойчивость, несжимаемы	несколько кристаллических минералов в виде сплошного или трещиноватого массива
Крупно-обломочные грунты	ровная поверхность, содержащая обломки скальных пород	устойчивы, малосжимаемы под нагрузкой, устойчивы против размыва водой, не повергаются оползням	щебень галька, гравий

Таблица 2

## Вторая группа (ровные и неустойчивые)

Грунт	Рельеф грунта	Устойчивость грунта	Содержание грунта
Сыпучие грунты	ровная поверхность	неустойчивы в связи с низким сцеплением грунта и углом внутреннего трения	гравелистые, средние и крупные, пылеватые породы.
Водонасыщенные пески и супеси	ровная поверхность	неустойчивы, разрушение грунта в виде скольжения грунтовых части относительно друг друга	водопроницаемые частицы размером 0,25-0,05 мм
Глинистые грунты	ровная поверхность	неустойчивы, разрушение грунта в виде скольжения грунтовых части относительно друг друга	пылеватые и глинистые частицы, обладающие свойством пластичностью.

Таблица 3

## Третья группа (неровные и устойчивые)

Грунт	Рельеф грунта	Устойчивость грунта	Содержание грунта
Речные пески с крупными включениями	неровная поверхность с неравномерно расположенными включениями разных форм	устойчивы, малосжимаемы под нагрузкой	пески, валуны, булыжники и глыбы

Таблица 4

## Четвертая группа (неровные и неустойчивые)

Грунт	Рельеф грунта	Устойчивость грунта	Содержание грунта
Болото и торфяные кочки	неровная поверхность	неустойчивы, имеют свойство ползучести под нагрузкой	органические частицы, насыщенные водой
Элювиальные грунты и эрозионные борозды на склонах	неровная поверхность, имеющая разрезы	неустойчивы, имеют свойство сползания со склона	щебень галька, гравий

По классификации можно сделать следующие выводы:

- Грунты первой группы – это грунты, являющиеся хорошим основанием для возведения мобильных зданий.
- Грунты второй группы — это грунты, на которых при возведении сооружений могут возникать деформации, препятствующие нормальной эксплуатации здания.



- Грунты третьей группы – это грунты, имеющие зачастую неровный рельеф из-за каменных включений разных форм. При их сочетании возникают трудности возведения мобильных зданий поскольку требуется проведение дополнительных работ по выравниванию основания.
- Грунты четвертой группы – это грунты, для которых решение задачи по возведению мобильных зданий и сооружений обеспечит освоение новых территорий для проживания людей и доступа к природным ресурсам.

#### Библиографический список

- 1 СП 22.13330.2011. Основания зданий и сооружений. Актуализированная редакция СНИП 2.02.01-83\*: дата принятия 28.12.2011. – М.: Минрегион России, 2011. – 166 с.
- 2 СП 24.13330.2011. Свайные фундаменты. Актуализированная редакция СНИП 2.02.03-85: дата принятия 27.12.2010. – М.: Минрегион России, 2011. – 90 с.
- 3 ГОСТ 25100–2011. Грунты. Классификация (с Поправками). – Введ. 2013-01-01. – М.: Стандартинформ, 2018. – 44 с.
- 4 Тер-Мартirosян, А. Ю. Классификация неоднородных грунтов и их механических свойств / З. Г. Тер-Мартirosян, А. Ю. Мирный // Современные геотехнологии в строительстве и их научно-техническое сопровождение. – Ч. 2. – СПбГАСУ. – СПб., 2014. – С. 110-115.

### **Трансформируемые искусственные основания для мобильных зданий и сооружений**

*Кобяков В.А., Клюкин А.А.*

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

Цель работы заключается в исследовании полимерных оболочек в качестве оснований для мобильных зданий и сооружений.

Научная новизна заключается в разработке экономически эффективных полимерных оболочек в качестве оснований для мобильных зданий и сооружений, не уступающих в прочности и долговечности современным искусственным основаниям.

Актуальность темы «Трансформируемые искусственные основания для мобильных зданий и сооружений» может в значительной степени увеличить мобильность устройства фундаментов, а также сократить количество технологических процессов по подготовке основания. Это является важнейшими особенностями развития строительства и в перспективе успешное внедрение новых технологий позволит более полно удовлетворить изменяющиеся во времени и пространстве потребности народного хозяйства. Особое значение имеет выбор полимерного материала. Он имеет

такие способности как легкость, компактность, долговечность, неподверженность коррозии и действию окружающей среды, экологичность и т.д.

В современной нефтегазовой промышленности применяются гибкие резервуары для транспортировки и хранения нефти. При небольшом весе они могут накапливать жидкость или газ до 500 куб. м. и более и при этом ложиться на различные поверхности. Благодаря вязкоупругому материалу емкости огибают неровности поверхности, сохраняя герметичность. Получая относительные деформации до 20 % они не теряют своих эксплуатационных характеристик. Резервуары для нефтепродуктов производятся с различными габаритными размерами и вместимостью, в зависимости от назначения. Резервуары для нефтепродуктов широко используются в труднодоступных районах крайнего севера, для организации временных складов берегового базирования, при обустройстве месторождений полезных ископаемых, при строительстве дорог, сейсморазведке и решения других разнообразных задач [1].

В качестве основы для трансформируемых оснований послужило конструкция пневматических домкратов, способные перемещать и толкать грузы, поднимать обломки зданий и автомобили. Конструкция пневматических домкратов представляет надувное грузоподъемное устройство, содержащее упругую несущую оболочку, соединенную с источником текучей среды и расположенную в защитном корпусе с элементами из упругого эластичного материала [2].

Полимерные материалы показывают достаточные прочностные характеристики и свойства, которые могут быть использованы при строительстве мобильных зданий и сооружений. Использование их на грунтовых основаниях таких как берега рек с каменными включениями или торфяные кочки на болотах обеспечит освоение новых территорий для проживания людей и доступа к природным ресурсам.

Объект исследования являются трансформируемые искусственные основания, то есть полимерные оболочки, устанавливаемые на поверхности прочных грунтов, которые имеют неровный рельеф в виде каменных включений или бугров.

Предмет исследования – исследование напряжённо-деформированного состояния полимерной оболочки.

В соответствии с поставленной целью определены основные задачи научного исследования:

- Провести анализ грунтовых оснований с точки зрения рельефа и оценить трудность возведения на них мобильных зданий и сооружений;
- Выполнить расчет гибкой оболочки и провести численный эксперимент;
- Провести сравнительный анализ полученных расчетных данных с опытными;
- Сделать выводы об эффективной методике расчета, позволяющей проектировать экономичные конструкции.

## Библиографический список

1. Производство эластичных резервуаров. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: URL: <http://poli.ru> (Дата обращения: 01.05.2018).
2. Пат. 2322383 Российская федерация, МПК В66F3/24 В66F3/35 В66F5/04. Пневматический домкрат / Аникин Е. С., Лихарев А. В., Погорелый Б. Ф.; патентообладатель Федеральное государственное унитарное предприятие "Научно-производственное предприятие "Прогресс" (ФГУП "НПП "Прогресс"). – № 2006135886/11; заявл. 10.10.2006; опубл. 20.04.2008, Бюл. №11.

### **Поведение электросажженных покрытий в коррозионной среде месторождений Западной Сибири**

*Ковенский И.М., Кулемина А.А.*

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

В современной нефтегазовой отрасли особое внимание уделяется вопросам защиты от коррозии. Способы и средства защиты многообразны в своем разнообразии. Одним из способов эффективной защиты материалов является нанесение гальванических покрытий. Это эффективный и относительно недорогой способ защиты.

Добыча углеводородов зачастую сопровождается сильным обводнением, что негативно влияет на работоспособность оборудования. Однако применить единую систему защиты от коррозии на всех месторождениях не представляется возможным, в виду разности в составе и рН попутнодобываемых вод.

В качестве защитных покрытий традиционно используют хром, никель, цинк, кадмий и ряд других материалов. В данной работе уделено внимание именно традиционным покрытиям, получаемым при различных условиях, а также проведению испытаний данных покрытий в различных промышленных средах. Состав сред приведен в таблице 1.

Таблица 1

Состав подтоварных вод месторождение Западной Сибири

Среда/месторождение	рН	Содержание ионов, мг/л							Суммарная минерализация	
		Cl <sup>-</sup>	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	Ca <sup>2+</sup>	Mg <sup>2+</sup>	Na <sup>+</sup> +K <sup>+</sup>	Fe <sub>общ</sub>	мг/л	мг-экв/л
Кальчинское	8,03	5751	3416	5,6	72	7,8	4918,92	0,08	14171	419,1
Еты-Пуровское	7	4468	549	8	276	12	2725	0	8038	258,8

Покрyтия никелем, хромом, кадмием и цинком получали на стальной подложке при различных режимах. Также для оценки их стойкости после термического воздействия подвергали отжигу в защитной среде при температурах дорекристаллизационного отжига. Полученные подобным образом покpытия помещали в коррозионные ячейки содержащие попутнодобываемую воду месторождений. Эксперимент проводили с полным погружением образцов, частичным и в условиях нахождения в солевом тумане.

Наихудшие показатели были получены в образцах, которые находились в пределах границ сред, что обусловлено наибольшей коррозионной активностью среды.

Влияние термической обработки также было отмечено при коррозионных испытаниях, так при отжиге хрома, цинка и кадмия при температурах полигонизации существенных изменений скорости коррозии не установлено, одна при температурах близких к рекристаллизации существенно ухудшаются коррозионные характеристики, что может быть обусловлено вторичной пористостью.

При отжиге никеля картина несколько иная при температуре отжига 100 °С наблюдается резкое ухудшение коррозионной стойкости, а при увеличении температуры до 300-400°С вновь снижение до исходных значений. Данный эффект можно использовать для стабилизации структуры покpытий и снятия напряжений растяжения которые могли бы привести к растрескиванию покpытий в процессе эксплуатации.

Также при исследованиях было установлено, что покpытия цинком и кадмием более устойчивы в средах Еты-Пуровского месторождения, а хромом и никелем в воде Кальчинского месторождения.

Из проделанной работы можно сделать следующий вывод: формирование заданной структуры в процессе электроосаждения и с помощью последующей термообработки, позволяет получать покpытия с улучшенными эксплуатационными характеристиками, которые можно варьировать в зависимости от требований заказчика и условий эксплуатации.

#### Библиографический список

1. Ковенский, И. М. Формирование структуры и свойств металлических покpытий, адаптированных к различным условиям эксплуатации / И. М. Ковенский, А. А. Неупокоева // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ – Тюмень: ТюмГНГУ, 2013 – № 5 – С. 103-106.

2. Ковенский, И. М. Влияние условий электроосаждения и отжига на структуру и свойства металлических покpытий / И. М. Ковенский, А. А. Кулемина, В. В. Поветкин // Вестник Курганской ГСХА издательство: Курганская государственная сельскохозяйственная академия им. Т.С. Мальцева (Лесниково) – Курган: КГСХА, 2015 – №4(16) – С. 48-51

## Получение компонентов восков с повышенным содержанием н-алканов C<sub>20-24</sub> фракционированием пищевого парафина П-2

Майорова О.О.<sup>1</sup>, Гультаев С.В.<sup>2</sup>, Агаев С.Г.<sup>1</sup>, Байда А.А.<sup>1</sup>, Соколова О.В.<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень,

<sup>2</sup>ПАО «Сургутнефтегаз», ТО «СургутНИПИнефть», г. Тюмень

На российском рынке отсутствуют предложения среднеплавких парафинов с преимущественным содержанием н-алканов C<sub>20-24</sub>, являющихся основой термоактивных восков, используемых в системах охлаждения радиоэлектронной аппаратуры. Разработка парафино-восковых продуктов различного назначения на основе ограниченной номенклатуры имеющегося на рынке парафинового сырья является актуальной задачей.

Для получения термоактивных восков в основном используются два способа [1]: дистилляция парафинов с последующим компаундированием получаемых компонентов и холодное фракционирование парафинов в избирательных растворителях. Недостатком этих способов является необходимость использования сложного оборудования и высокотоксичных ароматических растворителей. Известен также способ выделения твердых углеводородов из нефтяного сырья на центрифугах, используемый на установке «Барисол-процесс» [1]. Метод центрифугирования более удобен и прост по сравнению с холодным фракционированием на вакуумных фильтрах. Его использование особенно оправдано в лабораторных условиях для получения компонентов термоактивных восков, являющихся малотоннажными продуктами.

**Целью работы** является получение компонентов восков с повышенным содержанием среднеплавких н-алканов C<sub>20-24</sub> фракционированием пищевого парафина П-2 методом центрифугирования.

В качестве сырья для получения среднеплавкого парафина использовался твердый пищевой парафин марки П-2 производства ООО «Славнефть-Ярославнефтеоргсинтез» (ТУ-38.1011322-90 с изм.1). Парафин П-2 имел следующие свойства: температура каплепадения по Уббелюде 53<sup>0</sup>С; показатель преломления при 100<sup>0</sup>С 1,4189; плотность при 85<sup>0</sup>С 763 кг/м<sup>3</sup>. Содержание масла в парафине по данным производителя 0,65%мас. Распределение н-алканов в парафине П-2 по данным хроматографии приводится на рисунке. В состав парафина П-2 входят н-алканы с длиной цепи от C<sub>15</sub> до C<sub>36</sub>. Содержание среднеплавких н-алканов C<sub>20-24</sub> в парафине П-2 не превышает 29,63%мас. Выбор парафина П-2 был сделан из десяти образцов жидких и твердых парафинов российского производства на основе их хроматографического анализа, проведенного в лаборатории Технополиса Тюменского индустриального университета.

Фракционирование парафина П-2 проводили методом центрифугирования из его растворов в гексане. Для фугования использовали рефрижераторную центрифугу «Thermo scientific» (Германия). Основными параметрами, определяющими эффективность фракционирования твердых углеводородов, являются: кратность разбавления парафина гексаном, скорость вращения ротора центрифуги, температура фугования, время фугования и материал пробирок, используемых для фугования. Фугование парафина из его раствора в гек-

сане проводили при массовом соотношении гексан:парафин 2,0:1,0 при температурах 12, 18 и 24°C и скорости вращения ротора центрифуги 4000 об/мин. Время фугования 30 минут. Для фугования использовали пробирки из фторопласта и нержавеющей стали емкостью 50 мл. Количество пробирок в центрифуге на загрузку 6 штук. Гексан из низкоплавких и высокоплавких фракций удаляли простой отгонкой при атмосферном давлении. Удаление остатков растворителя и доведение низкоплавких и высокоплавких фракций до постоянного веса проводили в сушильном шкафу, работающем в паре с вакуумным насосом. По результатам фракционирования составлялся материальный баланс фугования парафина (таблица). Определялся выход высокоплавких и низкоплавких компонентов восков, а также потери. Для полученных компонентов восков определялась температура каплепадения по Уббелоде и углеводородный состав по данным газовой хроматографии.

Результаты фракционирования парафина П-2 из гексана (см. таблица) показывают, что с понижением температуры процесса независимо от материала пробирок выход низкоплавких фракций (НПФ) уменьшается, их температура каплепадения понижается до 47-48°C. Оптимальной независимо от материала пробирок является температура фугования 18°C. При этой температуре выход относительно исходного сырья низкоплавких фракций составляет от 33,2 (материал нержавеющей стали) до 45,0 (материал фторопласт) % мас. В первом случае температура каплепадения НПФ относительно исходного парафина понижается с 53,0 до 50,5 °C, а во втором – до 48,0 °C. По данным хроматографии (см. рисунок) во втором случае (материал фторопласт) содержание среднеплавкой фракции  $C_{20-24}$  относительно сырья возрастает с 29,6 до 38,6% мас.

Таким образом, показано, что с использованием центрифугирования пищевого парафина П-2 из растворов в гексане можно получать среднеплавкие фракции с повышенным содержанием парафинов  $C_{20-24}$ , которые могут использоваться в качестве компонентов термоактивных восков.

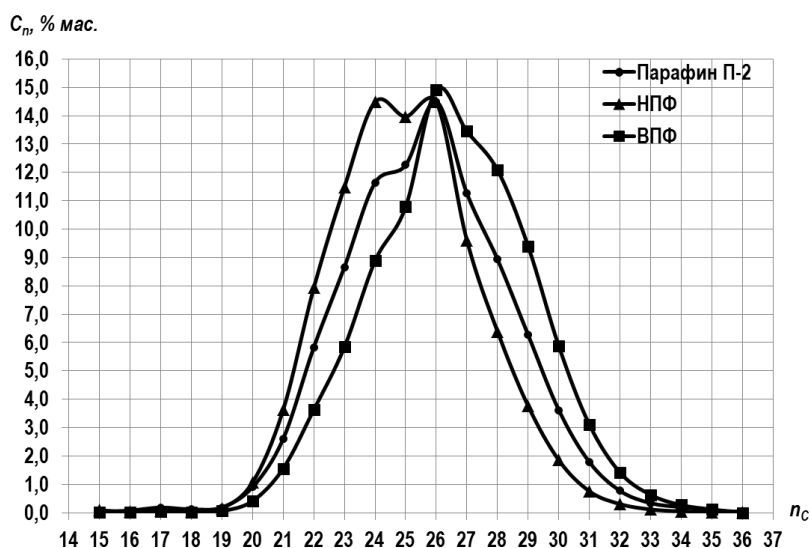


Рисунок. Распределение по содержанию n-алканов  $C_n$  с числом атомов углерода nC в парафине П-2 и в выделенных из него при температуре фугования 18°C низкоплавкой (НПФ) и высокоплавкой (ВПФ) фракций

## Фракционирование парафина П-2 (Ткп= 52°C) центрифугированием из гексана

Параметры фугования						Показатели фугования				
массовое соотношение гексан:П-2	температура помутнения, °С	скорость вращения ротора центрифуги, об/мин	температура, °С	время, мин.	Материал пробирок для фугования	выход, %мас.			Ткп, °С	
						НПФ	ВПФ	Потери	НПФ	ВПФ
2,0:1,0	30,0	4000	24	30	фторопласт	78,5	20,3	1,2	51,0	54,0
			18			45,0	54,6	0,4	48,0	52,5
			12			15,4	81,5	3,1	47,0	52,0
			24		нержавеющая сталь	84,7	15,9	0,6	52,5	54,0
			18			33,2	65,9	1,0	50,5	53,0
			12			13,0	85,3	1,7	49,0	53,5

Обозначения: НПФ – низкоплавкая фракция, ВПФ – высокоплавкая фракция;  
Ткп – температура каплепадения.

## Библиографический список

1. Черножуков, Н. И. Технология переработки нефти и газа. Часть 3. Очистка и разделение нефтяного сырья, производство товарных нефтепродуктов. – М.: Химия. – 1967. – 360с.

### Применение открытого цикла Ренкина для рекуперации тепловых потерь мобильной компрессорной установки

Медкова Э.Ю.

Омский государственный технический университет, г. Омск

Данная работа рассматривает применение открытого цикла Ренкина для рекуперации тепловых потерь мобильной компрессорной установки. Такое решение позволит увеличить компактность системы за счёт удаления конденсатора из рекуперативного цикла Ренкина. При этом потери теплоносителя, циркулирующего в контуре Ренкина, компенсируются поступлением влаги из воздуха, сжимаемого в компрессоре, воздуха, потребляемого двигателем внутреннего сгорания и влаги как продукта сгорания топлива в двигателе внутреннего сгорания.

Актуальность данного исследования обусловлена тем, что почти вся энергия, генерируемая в двигателе внутреннего сгорания и идущая на сжатие газа в мобильной компрессорной установке, выбрасывается в окружающую среду в виде тепла. Возвращение этой тепловой энергии обратно в установку в механической форме представляет собой актуальную научно-техническую задачу [1-3].

Для достижения цели исследования необходимо:

1. Провести оценку массового расхода воды в замкнутом рекуперативном цикле Ренкина;
2. Выявить возможные источники компенсации потерь воды вследствие организации открытого цикла Ренкина;
3. Вычислить массу воды, поступающей из каждого возможного источника.

В случае размыкания регенеративного контура Ренкина за счёт удаления конденсатора необходимо компенсировать указанный расход теплоносителя. Проанализировав данную схему, выяснилось, что в ней присутствует три возможных источника для компенсации потерь воды:

1. влага из воздуха, сжимаемого в компрессоре;
2. влага из воздуха, потребляемого ДВС;
3. влага как продукт сгорания топлива в ДВС.

На основании методик [4] был рассчитан массовый расход теплоносителя через контур Ренкина, потребный для сжатия влажного воздуха. Он составил  $\dot{m}_{\text{РЕН}} = 115 \text{ г/с}$ , при этом учитывалась рекуперация тепловых потерь и степени сжатия  $\pi=5$ . Давление кипения воды в цикле Ренкина  $P_{\text{кип}}=10 \text{ МПа}$ , давление конденсации  $P_{\text{KH}}=0,012 \text{ МПа}$ , максимальная температура в цикле Ренкина  $T_e=600 \text{ }^\circ\text{C}$ , коэффициент полезного действия цикла Ренкина  $\eta_{\text{РЕН}}=0,3$ , коэффициент полезного действия двигателя внутреннего сгорания  $\eta_{\text{ДВС}}=0,3$ ; давление всасывания в компрессор  $P_{\text{ВС}}=10^5 \text{ Па}$ .

В данной работе определялся массовый расход воды от каждого источника при сжатии  $1 \text{ м}^3$  влажного воздуха в секунду при указанных выше условиях.

Зависимости массового расхода водяного пара, содержащегося в  $1 \text{ м}^3/\text{с}$  сжимаемого влажного воздуха, а также водяного пара, поступающего в двигатель внутреннего сгорания, от температуры  $T$  и влажности  $\phi$ , определялись по известным методикам [4]. Массовый расход водяного пара как продукта сгорания топлива в двигателе внутреннего сгорания при обеспечении сжатия  $1 \text{ м}^3/\text{с}$  воздуха находится по методике, изложенной в [5].

Результаты исследования показали, что:

1. Определенные условия окружающей среды дают возможность повысить компактность системы, удалив конденсатор из рекуперативного цикла Ренкина. При этом система рекуперации тепловых потерь мобильной компрессорной установки не потеряет свою эффективность.
2. Частичная компенсация потребности в воде позволит функционировать системе в двух режимах. Первый режим работы установки на ос-



нове открытого цикла Ренкина повышенной компактности со снижением мощности, вырабатываемой этим контуром, второй режим - на основе замкнутого цикла Ренкина без потери мощности рекуперации, но с пренебрежением компактностью установки.

#### Библиографический список

1. Юша, В. Л. Системы охлаждения и газораспределения объемных компрессоров / В.Л. Юша. – Новосибирск: Наука, 2006. – 236 с.
2. Юша, В. Л. Термодинамический анализ структурных схем мобильных компрессорных установок с системой рекуперации тепловых потерь / В. Л. Юша, Г. И. Чернов // Динамика систем, механизмов и машин. – 2014. – № 2. – С. 168–175.
3. Yusha, V. Effectiveness analysis of using the Rankine cycle and cycle of refrigeration machine for recuperation of heat losses in mobile compressor unite / V. Yusha, G.Chernov// 8th International Conference on Compressors and Coolants. – 2013. – P. 45.
4. Теплотехника : учебник для вузов / А.М. Архаров [и др.]. – Москва : Из-во МГТУ им. Н.Э. Баумана, 2004. – 712 с.
5. Двигатели внутреннего сгорания. Теория рабочих процессов: учебник для вузов / В. Н. Луканин [и др.]. – Москва : Высшая школа, 2007. – Т.1. – 479 с.

#### **Методы противокоррозионной защиты трубопроводов и оборудования на объектах подготовки нефти**

*Растатурова Д.С., Таранова Л.В.*

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

Промысловая подготовка нефти включает в себя ряд требований к качеству готовой продукции, для дальнейшей транспортировки и переработки. Подготовка нефти достаточно трудоемкий процесс и включает в себя ряд процессов: разгазирование, сброс пластовой воды, обезвоживание и обессоливание. Учитывая агрессивность водонефтяной эмульсии, а также реагентов (деэмульгаторов) стоит выделить одну из самых главных проблем – возможность коррозионного изнашивания оборудования и трубопроводов [1,2].

В настоящей работе изучена коррозионная активность водонефтяной эмульсии, пластовой воды и подготовленной нефти и проведены испытания по измерению скорости коррозии при их перекачке с целью выбора реагентов для снижения скорости коррозии.

Исходя из химического состава нефти и подтоварной воды, было установлено, что наиболее агрессивной средой является подтоварная вода. В составе подтоварной воды в достаточно высоких концентрациях находятся одни из самых агрессивных компонентов: хлорид-, карбонат- и гид-

рокарбонат ионы, которые вызывают в основном питтинговую коррозию, и соли жесткости, от которых образуются солеотложения.

Исследования показали, что средняя скорость коррозии для подтоварной воды составила 1,75 мм/год, а средняя скорость коррозии водонефтяной эмульсии составила 4,2 мм/год. Учитывая, что при  $D_{тр.}=530$  мм, толщина стенки трубопровода составляет 9 мм, систему трубопроводов на линии водонефтяной эмульсии нужно будет полностью менять через 2 года. В таблице 1 приведены основные результаты, проведенных исследований.

На основании полученных данных и характеристик водонефтяной эмульсии и подтоварной воды, были выбраны следующие реагенты-ингибиторы коррозии:

-для нефти – НГН -1, марка Б, выпускаемый ЗАО «ИВ Циклен»; главное преимущество реагента в нейтрализации сероводорода и меркаптанов;

-для подтоварной воды подобрано два реагента с разным принципом действия: ингибитор коррозии TRAC109 на основе нитритов, применяется для защиты от коррозии систем закрытого типа и ингибитор 3D TRASAR 3DT250, предотвращающий формирование отложений карбоната и/или сульфата кальция.

Таблица 1

Результаты исследований скорости коррозии

Время, ч	9:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00
Водонефтяная эмульсия	Скорость коррозии (общая), мкм/год								
	77.5	125.8	488.5	1255.8	2688.6	3852.2	4372.3	4368.3	4380.0
Подтоварная вода	139.3	289.3	377.4	758.8	1235.2	1534.4	1762.4	1777.1	1783.2
Эмульсия с применением реагента	289.2	133.5	109.1	111.5	99.5	95.2	76.5	80.3	77.8
Подтоварная вода с реагентом	98.5	120.5	102.9	74.5	49.5	34.7	38.8	40.1	33.3

Таким образом в работе подобраны ингибиторы коррозии, обеспечивающие снижение скорости коррозии трубопроводов на 77-89% при перекачке водонефтяной эмульсии и подтоварной воды.

#### Библиографический список

1. Лутошкин, Г. С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды: Учебник для вузов / Г. С. Лутошкин. – М.: ООО ТИД «Альянс», 2005. – 319 с.
2. Савченков, А. Л. Химическая технология промышленной подготовки нефти: учебное пособие / А. Л. Савченков. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2011. – 180 с.

### Технология обезвоживания и обессоливания нефти методом промывки сточной водой

*Скворцова Е.Н., Калинин М.А.*

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

На предприятии АО «Татнефть», поступающая продукция из нефтяных скважин по своим характеристикам соответствует параметрам высокообводненной нефти с большим содержанием водонефтяной эмульсии.

Данное сырье необходимо подвергать обезвоживанию, чтобы обводненность эмульсии достигала только 3 – 5%. Такое количество балластной воды создает в дальнейшей стадии подготовки нефти большую нагрузку на аппараты, что способствует увеличению себестоимости подготовки нефти.

В предприятии АО «Татнефть» реализуют нефть 1 группы качества согласно ГОСТ 31378-2009, поэтому введение технологии обезвоживания и обессоливания нефти методом промывки сточной водой является энергопродуктивным.

Предложен способ промывки нефти сточной водой для повышения качества нефти на (УПН) с минимальными энергетическими затратами, который заключается введении сточной воды в сырье через диспергатор на линии входа ступени горячего обезвоживания рисунок 1 [2].

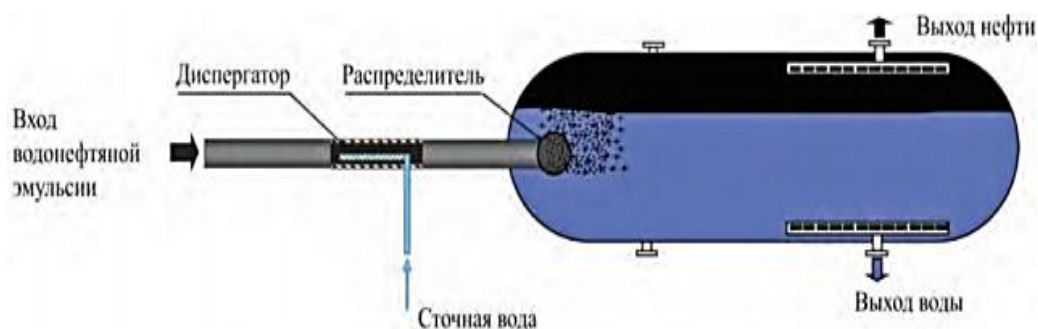


Рисунок 1. Технология обезвоживания и обессоливания нефти методом промывки сточной водой

Диспергированная промывочная сточная вода, коалесцируя с присутствующими в нефти глобулами эмульгированной воды, вызывает их укрупнение. В результате укрупнения глобул в отстойном аппарате происходит разделение фаз нефти и воды гораздо интенсивнее, так как размер осаждаемых частиц в значительной степени влияет на скорость их осаждения.

Для снижения затрат на производстве были проведены испытания данного метода в летний и зимний период без первоначального нагрева сырья в условиях отстаивания [1].

Продукция скважин Ромашкинского месторождения объемом 5000 м<sup>3</sup>/сут, является сырьем УПСВ обводненная более чем на 70% [2].

Применение метода по базовой технологии рисунок 2 позволяла снижать обводненность поступающей водонефтяной эмульсии до 5%. При этом сохранялась необходимость подачи в откачиваемую нефть деэмульгатора Интекс-720 с дозировкой 5 г/т для интенсификации последующего осаждения оставшейся эмульгированной воды на термохимической установке (ТХУ).

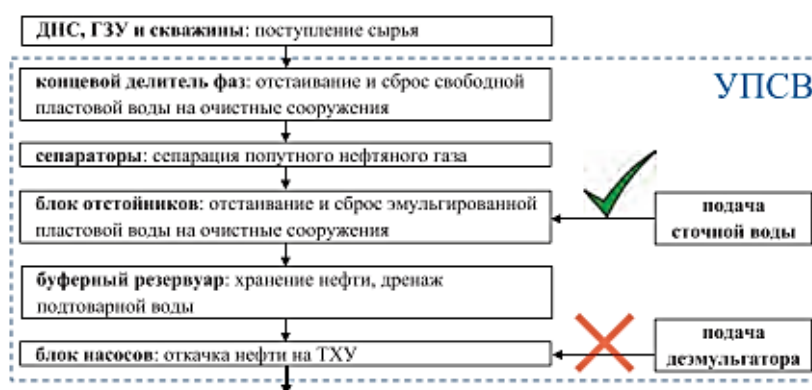


Рисунок 2. Принципиальная технологическая схема УПСВ

В течение года на УПСВ производилась подача сточной воды в количестве 5% к объему подготавливаемой нефти.

Результаты проведенных испытаний представлены на диаграмме рисунок 3. Обводненность нефти на выходе УПСВ по предложенной технологии снизилась до требуемых значений согласно ГОСТ 31378-2009. Снижение температуры сырья в зимний сезон не повлияло на получаемый эффект. Была полностью прекращена подача деэмульгатора на УПСВ.



Рисунок 3. Изменение обводненности нефти, откачиваемой с УПСВ

Технология не позволила снизить концентрацию хлористых солей в откачиваемой с УПСВ нефти ниже  $100 \text{ мг/дм}^3$ . Особенности пластовой воды, поступающей на установку, являются высокие значения плотности и минерализации рисунок 4. Чтобы снизить концентрацию хлористых солей в данной нефти до  $100 \text{ мг/дм}^3$  необходимо уменьшить ее обводненность ниже 0,06%.

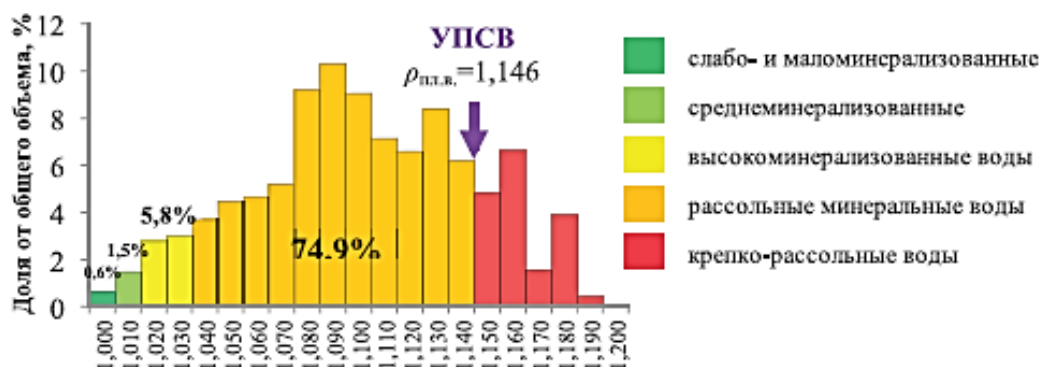


Рисунок 4. Распределение плотности попутно добываемой пластовой воды НГДУ «Джалильнефть»

Качество нефти после УПСВ позволяет направлять ее непосредственно на прием сырьевого насоса ТХУ.

На основании полученных экспериментальных данных можно сделать следующие выводы:

- Повышение извлечения пластовой воды, является приоритетной задачей применяемой технологии, так как исключает процесс нагрева сырья.
- Снижение объема использования топлива в период понижения температуры приведет к сокращению эксплуатационных затрат при подготовке нефти.
- Данная технология может уменьшить затраты на вспомогательный материал, а так же увеличит межремонтный период аппаратов и срок эксплуатации оборудования.

#### Библиографический список

1. Фахретдинов, Р. Р. Совершенствование технологии предварительного обезвоживания нефти на промыслах : авторефер. дис. ... канд. техн. наук: 25.00.17 / Радик Разяпович Фахретдинов; Башнипинефть. – Уфа, 2003. – 21 с.

2. Пат. 2260690 Российская Федерация, МПК E21B043/34. Способ обезвоживания нефти / Ибрагимов Н. Г., Заббаров Р. Г., Минхаеров Я. Г., Багаманшин Р. Т.; заявитель и патентообладатель – ОАО "Татнефть" им. Шашина В. Д. – № 2004132551/03; заявл. 10.11.2004; опубл. 20.09.2005, Бюл. № 26.

## Деактивация каталитической системы суспензионной полимеризации полиэтилена

Тыриков Д.В., Таранова Л.В.

Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

При производстве гранул полиэтилена высокой плотности может происходить изменение предела текучести расплава в зоне экструдера. Это может быть связано с присутствием остатков каталитической системы в порошке полиэтилена.

Не дезактивированные центры каталитической системы могут образовывать новые цепочки молекул полимера с открытой связью. В результате чего возможно «сшивание» полимерных цепочек под влиянием высокой температуры, что приведет к повышению предела текучести расплава, а так же благодаря остаткам каталитического комплекса гранулы будут иметь желтоватый оттенок, что повлияет на товарное качество полиэтилена.

На рисунке 1 представлена схема суспензионной полимеризации этилена высокой плотности

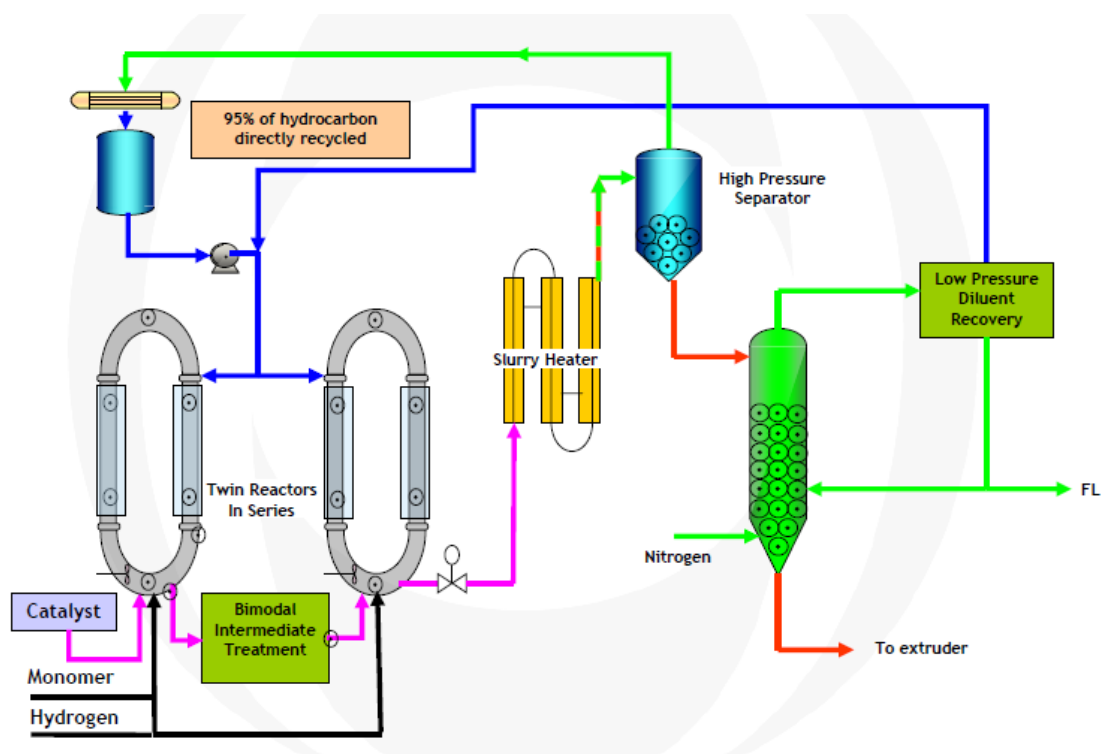


Рисунок 1. Технологическая схема суспензионной полимеризации этилена

Предложение: осуществить подачу в небольших объемах пара низкого давления для получения влажного азота.

Влага является ядом для катализатора, что способствует дезактивации активных центров. Так же помогает уменьшить количество добавок, добавляемых для уменьшения желтизны гранул.

На рисунке 2 представлена предлагаемая схема суспензионной полимеризации этилена с добавлением пара низкого давления

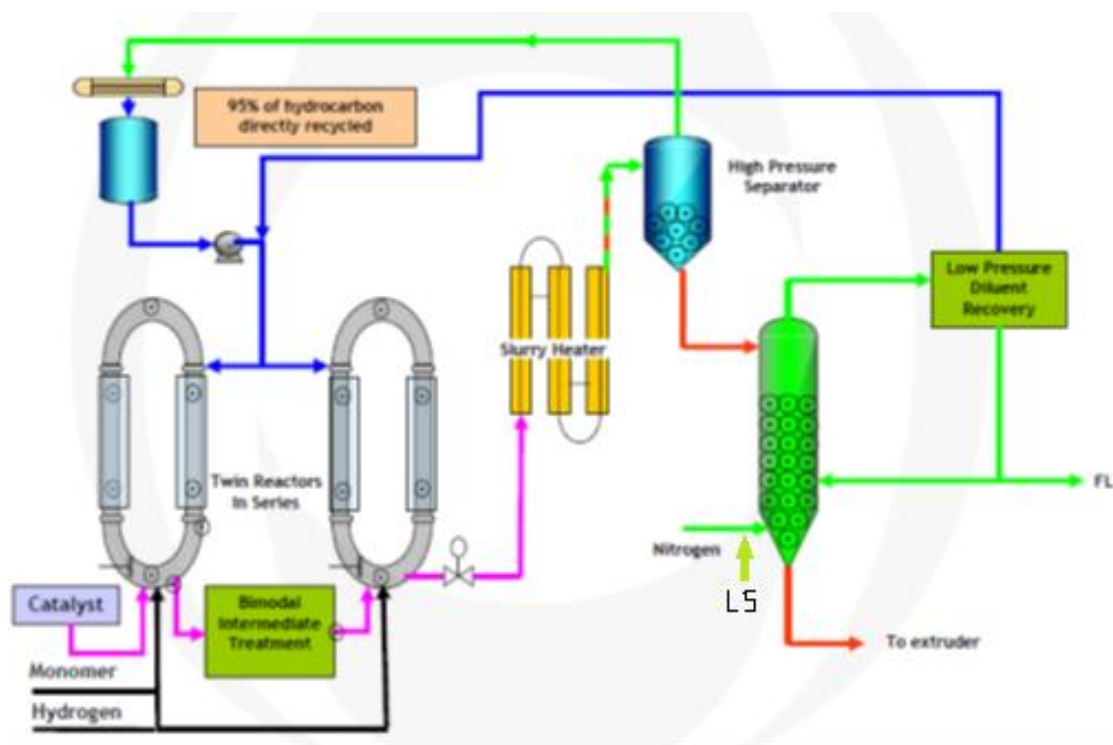


Рисунок 2. Технологическая схема суспензионной полимеризации этилена с добавлением пара низкого давления

### Библиографический список

1. Уайт, Дж. Л. Полиэтилен, полипропилен и другие полиолефины / Дж. Л. Уайт. – СПб.: Профессия, 2006. – 256 с.
2. Иванчев, С. С. Катализаторы и прогресс технологии производства полиолефинов / С. С. Иванчев // Катализ в промышленности. – 2002. – №6. – С. 15-26.

## **СЕКЦИЯ «Социально-экономические проблемы освоения регионов со сложными климатическими условиями»**

### **Повышение эффективности операционной деятельности предприятий топливно-энергетического комплекса путем внедрения программы мотивации исполнителей работ**

*Балантаев А.А.<sup>1,2</sup>*

<sup>1</sup>ПАО «НК «Роснефть», г. Тюмень,

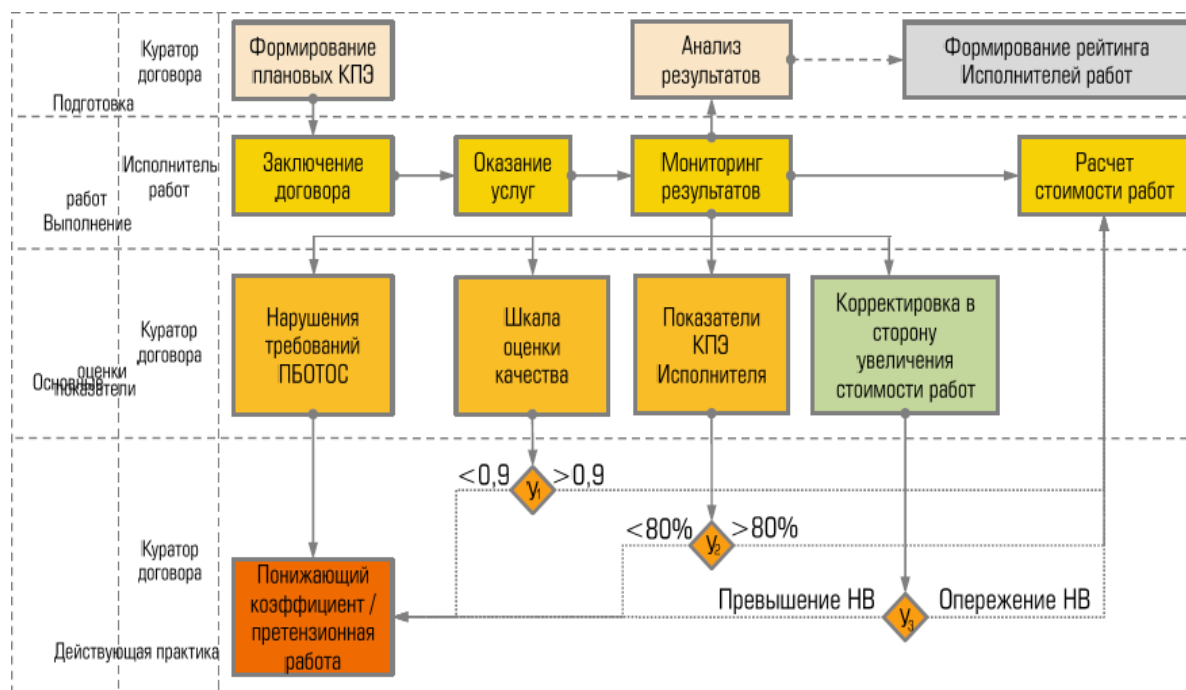
<sup>2</sup>АО «Самотлорнефтегаз», г. Нижневартовск

В рамках Политики нефтегазовых Компаний в области устойчивого развития и инновационной деятельности одним из основных показателей является достижение лидирующих финансовых и производственных показателей в отрасли. Достижение этого показателя напрямую зависит от эффективности сотрудничества с ее контрагентами и бизнес-партнерами. Свыше 1500 подрядных организаций осуществляют свою деятельность на объектах ПАО «НК «Роснефть», численность сотрудников которых достигает порядка 85-ти тысяч человек.

На данный момент, на аутсорсинг крупнейших нефтяных компаний выведены сервисные предприятия, которые в рамках действующих контрактов осуществляют свою деятельность на лицензионных участках и объектах компаний. Они оказывают услуги по наклонно-направленному бурению, инженерному сопровождению геофизического и телеметрического оборудования, сопровождению буровых растворов, текущему и капитальному ремонту скважин, ремонтно-изоляционным работам, ограничению водопритока, стимуляции и многостадийному гидроразрыву пласта, капитальному строительству и прочих видах деятельности. Доля влияния осуществляемых процессов на итоговые результаты деятельности компании-заказчика более 70%. Статистические данные, говорят о том, что деятельность сервисных компаний составляет «львиную» долю в достижении показателей операционной эффективности нефтяных компаний. Также немаловажным остается тот факт, что суммы понесенного ущерба от некачественного оказания услуг с каждым годом растет и исчисляется, сотнями миллионов рублей. Несмотря на то, что претензионно-исковая работа, занимает много времени, участники несут издержки по ее сопровождению, а конечный результат абсолютно никак не влияет на фактическую эффективность деятельности Исполнителя и Заказчика. Другими словами, все средства, которые привлекаются путем претензионно-исковой работы, не возвращаются в итоговые показатели эффективности деятельности Заказчика и Исполнителя, а наоборот, за пройденный цикл работы с претензиями – теряют свою ценность во времени.



Таким образом, цель проекта по мотивации исполнителей работ заключается в том, чтобы повысить конечную эффективность деятельности и качеству услуг Исполнителей работ путем внедрения программы Мотивации Исполнителей работ по всем ключевым бизнес-процессам. Действующая практика взаимодействия с Исполнителями работ выглядит следующим образом:



На стадии контрактования и определения поставщика услуг по итогам тендерных процедур кураторами бизнес-процессов на начальном этапе определяются планируемые ключевые показатели эффективности (далее – КПЭ) деятельности Исполнителей работ. Далее, после заключения договора и оказания услуг, кураторы по бизнес-процессам производят оценку деятельности, по результатам анализа которых формируются конечные рейтинги Исполнителей работ. Также на стадии мониторинга результатов производится анализ достижения КПЭ, с учетом результатов которых, формируется фактическая стоимость услуги. (Нарушения в области ПБОТОС, оценка качества, выполнение плановых значений КПЭ). Поощрение Исполнителей Работ по итогам деятельности носит рекомендательный характер на усмотрение Заказчика и, практика показывает, что по большей части опережающие результаты остаются без внимания.

Предлагаемая система Мотивации Исполнителей Работ (Далее - МИР) носит гарантированный характер при достижении лучших результатов деятельности в соответствии с условиями долгосрочного контракта. Система работает в рамках процесса по управлению эффективностью деятельности подрядных организаций.



Разработанная система МИР – это инструмент управления эффективностью деятельности Исполнителя работ, после проведенной процедуры контрактования. Основными вехами которой являются:

- Конкурс «Лучший исполнитель работ»
- Система инвестиций на развитие
- Система непрерывных улучшений для Исполнителей работ
- Инструмент «Лучшая композитная услуга»

Изменение комплексных подходов и стратегии взаимодействия с бизнес-партнерами предприятий ТЭК позволит в дальнейшем постепенно переходить к принципиально новой концепции бизнес-сообщества, где объемы ущерба могут стать долгосрочными инвестициями, без отвлечения оборотного капитала на ведение претензионно-исковой работы. А за счет достижения лучших результатов деятельности Исполнителей работ, повысить инвестиционную отдачу Заказчика, и в дальнейшем, повысить управляемость совокупной стоимостью владения услуги.

### **Практика внедрения системы грейдов на сервисном предприятии**

*Биккулова В.Р., Родина В.Н.*

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

Частой проблемой в организации труда персонала стоит вопрос, насколько эффективно разработанная политика по мотивации персонала, оказывается оправданной. Если рассматривать составляющие системы стимулирования то, можно отметить материальную и нематериальную часть. Известно что стимулирование через материальную часть, то есть за-

работную плату, дает необходимый эффект в течение первых трех месяцев. Тогда возникает вопрос, как совместить мотивацию через материальную составляющую, подкрепляя ее нематериальной. Одним из методов для решения этого вопроса является относительно новая система оплаты труда - грейды. Грейдинг в нашем понимании это - группировка должностей по определенным основаниям с целью построения системы мотивации. Суть грейдинга состоит в сопоставлении внутренней значимости должностей для организации с ценностью этой работы на рынке.[1]

Система стимулирования на одном из сервисных предприятий нефтегазового сектора включает материальную и моральную составляющую. Наибольшее внимание направлено на материальную часть системы оплаты труда, которая состоит из оклада, премии и штрафов. Премияльная часть составляет 60% от заработной платы. Большая часть персонала на предприятии занята в основном производстве, поэтому начинать анализ системы оплаты труда целесообразно было именно с этих категорий работников. В результате исследования было выявлено, что заработная плата работников административной части примерно равна заработной плате специалистов и рабочих основного производства. Существующая система оплаты труда не учитывает вклад разных групп работников в развитие предприятия. В результате анализа данных, полученных при проведении опроса, было выявлено, что количество специалистов основного производства, не довольных своей заработной платой, от общего числа опрошенных составляет 56% , а рабочих - соответственно 67%. Общий показатель удовлетворенности трудом среди работников основного производства составил менее 60%.

Результаты проведенного исследования указывают на необходимость пересмотра действующей на предприятии системы стимулирования. В рамках повышения эффективности управления предприятием система стимулирования требует ежегодной корректировки. Обновленную систему мотивации предлагается ввести на достаточно длительный срок - минимум на три года, если существенно не изменится внутренняя или внешняя ситуация. Схемы и модели системы оплаты труда должны соответствовать разным категориям персонала. С этой целью необходимо соблюдать баланс между унификацией основных положений и учетом специфики деятельности подразделений и отдельных сотрудников. Разработкой и внедрением новой системы оплаты труда будет заниматься служба персонала с привлечением внешних консультантов и руководителей структурных подразделений предприятия. При определении уровня оплаты труда предлагается ориентироваться на среднерыночный. Однако, как выяснилось, ведущим специалистам и ключевым сотрудникам основного производства организация готова платить больше. Соотношение постоянной и переменной частей вознаграждения должно определяться на каждый год во время планирования бюджета. [2]

Подготовительный этап позволил сформировать основные параметры для разработки системы грейдов. В отличие от тарифных разрядов, грейды – понятие более широкое, включающее в себя, помимо самой оплаты, оценку возможных и необходимых льгот, обучения, продвижения по карьерной лестнице работников разных категорий. Подход к построению грейдов может быть разным и зависеть от отраслевой принадлежности.

В сервисном предприятии за основу были взяты рабочие и специалисты основного производства. Для оценки должностей был выбран балльно-факторный метод, согласно которому на предприятии организуется экспертная группа. Она формируется начальником службы по управлению персоналом и в ее состав входит приглашенный эксперт из рекрутингового агентства, начальники отделов и цехов основного производства. Экспертная группа выявляет основные факторы, влияющие на производительность труда и в целом на эффективность труда работников основного производства. Для сервисного предприятия это может быть: квалификация, опыт работы, частотность решения проблем, напряженность работы, монотонность труда, бесперебойность протекания работы. Им присваивается наибольшее количество баллов. Остальные баллы распределяются по другим факторам.

Проведенный анализ заработной платы рабочих и специалистов основного производства показал, что она явно занижена, и как следствие, текучесть кадров после первого и второго года работы.

Для специалистов и служащих основного производства предлагается использовать сетку из грейдов с уровнями оплаты труда. Причем, учитывая текучесть кадров среди работников, все, особенно значимые профессии и должности для предприятия, объединены в группы с одинаковыми баллами и размером основной части заработной платы - окладом.

После внедрения грейдовой системы оплаты труда заработная плата работников основного производства будет складываться из трех элементов: постоянная, переменная часть и социальные выплаты. Должностной оклад и общий годовой доход работника основного производства устанавливается в процессе планирования фонда оплаты труда отдела или цеха, также как и график повышения зарплаты.

Кроме этого предлагается ввести надбавки к должностному окладу за стаж работы на предприятии: при стаже от 3 лет до 5 лет - 5%; от 6 лет до 8 лет - 10%; более 9 лет - 15%.

Очевидно, что внедрение грейд - системы на сервисном предприятии позволит:

- сократить период начисления заработной платы до одного дня (вместо четырех-пяти);
- сократить численность бухгалтеров-расчетчиков заработной платы (до 3 человек, что приведет к экономии фонда оплаты труда);

- автоматизировать расчет заработной платы, интегрировав его в новую систему кадрового делопроизводства;
- сократить текучесть среди работников основного производства.

Предлагаемые мероприятия являются наиболее благоприятными для создания атмосферы заинтересованности персонала в работе на сервисном предприятии. При их выполнении увеличиваются шансы на привлечение и сохранение высококвалифицированных рабочих и специалистов основного производства.

Таким образом, внедрение грейдовой системы позволит формировать полноценную систему стимулирования, которая повлияет на все аспекты жизнедеятельности организации.

#### Библиографический список

1. Литвинюк, А. А. Мотивация и стимулирование трудовой деятельности. Теория и практика : учебник для бакалавров / А. А. Литвинюк. – Москва: Юрайт, 2014. – 398 с.

2. Ефременко, О. В. Инновационные технологии управления персоналом в нефтегазовом комплексе : учеб. пособие для вузов / О. В. Ефременко. – Москва: Директ-Медиа, 2017. – 119 с.

### **Государственная политика Российской Федерации в арктическом регионе**

*Жулева М.С.*

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

В настоящее время одной из важных тем, обсуждаемых не только в России, но и во всём мире в целом, является проблема арктического региона, его статуса, освоения и развития. С надвигающимся глобальным потеплением и освобождением ото льда значительной части Северного Ледовитого океана вопрос о сферах влияния в Арктике, обладающей огромными запасами разнообразных ресурсов, становится актуальным. В борьбу за возможность приобщиться к добыче природных богатств на данной территории вступили ведущие государства мира.

В международном масштабе практические шаги «в целях развития сотрудничества в Арктике» были предприняты в 90-е гг. XX в., когда в сентябре 1996 года восемью арктическими государствами и Европейским парламентом был основан Арктический союз. Помимо России, США, Канады, Норвегии и Дании, граничащих с указанной зоной, в данную организацию вошли еще три страны, не имеющие выхода к Северному Ледовитому океану: Швеция, Финляндия и Исландия. Последние заявляют о себе как об «арктических государствах», находящихся в Заполярье и вблизи с

Полярным кругом. В XXI веке круг стран, желающих поучаствовать в процессе совместной деятельности в арктическом регионе, постоянно растет. В сентябре 2011 года в Арктический союз вошли наблюдатели от шести неарктических государств: Германии, Франции, Польши, Испании, Нидерландов, Великобритании. В 2013 году статус наблюдателей получили Италия, Индия, Южная Корея, Китай, Сингапур и Япония [1, с. 73]. Цель данных стран, как они позиционируют, содействовать развитию отношений между странами, которые имеют свои интересы в Арктике.

Таким образом, можно с уверенностью констатировать факт складывающегося соперничества за право влияния в арктическом регионе, эксплуатации его ресурсов. Россия как государство, обладающее самым протяженным арктическим побережьем, вынуждена также втянуться в эту борьбу. Для нашей страны главная задача в этом противостоянии - защитить свои территории от посягательств, отстаивать свои национальные интересы в Арктике.

В качестве самостоятельного объекта государственной политики в целях обеспечения национальной безопасности и устойчивого развития районов арктической зоны Правительство РФ определило Арктику в 2001 году (были приняты «Основы государственной политики Российской Федерации в Арктике»). Конкретизация положений названного документа произошла в 2008 году. Президент России Дм. Медведев утвердил новый нормативный акт: «Основы государственной политики Российской Федерации в Арктике на период до 2020 года и дальнейшую перспективу». В Основах определены границы Арктической зоны России: «часть Арктики, в которую входят полностью или частично территории Республики Саха (Якутия), Мурманской и Архангельской областей, Красноярского края, Ненецкого, Ямало-Ненецкого и Чукотского автономных округов...», а также сформулированы основные задачи, стратегические приоритеты и механизмы реализации государственной политики Российской Федерации в Арктике, система мер стратегического планирования социально-экономического развития Арктической зоны РФ и обеспечения национальной безопасности России [2].

В феврале 2013 года для лучшего исполнения «Основ государственной политики Российской Федерации в Арктике на период до 2020 года и дальнейшую перспективу» Президент России В. Путин утвердил «Стратегию развития арктической зоны Российской Федерации и обеспечения национальной безопасности на период до 2020 года» [3], которая, в свою очередь, повлекла за собой утверждение Правительством России 21 апреля 2014 года государственной программы «Социально-экономическое развитие Арктической зоны Российской Федерации на период до 2020 г.», ставшей механизмом реализации Стратегии [4].

Создание весной 2015 года Государственной комиссии по вопросам развития Арктики (председатель - Дм. Рогозин) стало важной вехой в деле

защиты интересов нашей страны, арктическая зона РФ выделилась в отдельный объект государственного управления [5].

Несмотря на принятие ряда важных документов и создание специальной структуры по рассмотрению вопросов развития российской Арктики, до лета 2017 г. все мероприятия носили декларативный, экспертный характер. 31 августа 2017 года Правительство России утвердило новую редакцию государственной программы «Социально-экономическое развитие Арктической зоны Российской Федерации». Действие программы было продлено до 2025 года, и она получила конкретное финансирование (более 100 млрд. рублей). Выступивший с докладом на заседании Правительства Министр экономического развития Максим Орешкин отметил, что Программа включает в себя целый комплекс мероприятий: 1) обеспечение экологической и национальной безопасности освоения минерально-сырьевых ресурсов; 2) развитие судоходства; 3) развитие научно-исследовательской деятельности на территории Арктики. В круг участников вошли 11 федеральных органов исполнительной власти и Курчатовский институт [6]. Реализовать указанную Программу запланировано в 2 этапа (первый – 2018-2020 гг.; второй – 2021-2025 гг.) и по 3 направлениям (подпрограммам): 1) формирование опорных зон развития и обеспечение их функционирования, создание условий для ускоренного социально-экономического развития Арктической зоны РФ (предполагается подготовка восьми территорий – опорных зон, ключевой проект подпрограммы – запуск плавучей обсерватории «Северный полюс»); 2) развитие Северного морского пути и обеспечение судоходства в Арктике (создание единой информационной и телекоммуникационной системы транспортного комплекса, а также реконструкция Жатайского судоремонтно-судостроительного завода); 3) создание оборудования и технологий нефтегазового и промышленного машиностроения, необходимых для освоения минерально-сырьевых ресурсов Арктической зоны Российской Федерации (в т.ч. континентального шельфа, начало активной реализации – 2021 год.) [7].

Таким образом, российское государство на современном этапе нацелено на проведение активной политики по защите своих национальных интересов в арктическом регионе. Но ряд отечественных исследователей проблем освоения и развития Арктики отмечают, что есть в этом вопросе сложности. Главной проблемой называется отсутствие федерального закона [8], который бы закреплял права России на ее Арктическую зону (нужен, в первую очередь, в целях безопасности Арктики) и регулировал обеспечение (продовольственное, материально-техническое и др.) данного стратегического региона, защищая проживающее там население, в том числе и от произвола владельцев арктических территорий, чиновников (коррупция) и коммерсантов.

## Библиографический список

1. Смирнов, А. И. Арктика: сетевая дипломатия 2.0 в дискурсе глобальной безопасности / А. И. Смирнов. – Архангельск.: Изд-во САФУ, 2016. – 157 с.
2. Основы государственной политики Российской Федерации в Арктике на период до 2020 года и дальнейшую перспективу (утв. Президентом РФ 18.09.2008 № Пр-1969) [Электронный ресурс] // КонсультантПлюс. - Режим доступа: [http://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_119442](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_119442)
3. Стратегия развития арктической зоны Российской Федерации и обеспечения национальной безопасности на период до 2020 года (утв. Президентом РФ 08.02.2013) [Электронный ресурс] // КонсультантПлюс. - Режим доступа: [http://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_142561](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_142561)
4. Об утверждении государственной программы Российской Федерации «Социально-экономическое развитие Арктической зоны Российской Федерации на период до 2020 г.» (постановление Правительства РФ от 21.04.2014 № 366) (ред. от 31.08.2017 г.) [Электронный ресурс] // КонсультантПлюс. - Режим доступа: [http://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_162195](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_162195)
5. Государственная комиссия по вопросам развития Арктики [Электронный ресурс] // Сайт Правительства РФ. - Режим доступа: <http://government.ru/department/308/about>
6. Заседание Правительства РФ 31.08.2018 г. Стенограмма [Электронный ресурс] // Сайт Правительства РФ. - Режим доступа: <http://government.ru/news/29062>
7. О новой редакции государственной программы «Социально-экономическое развитие Арктической зоны Российской Федерации» [Электронный ресурс] // Сайт Правительства РФ. - Режим доступа: <http://government.ru/docs/29164>
8. Корнилов, М. Я. Проблемы освоения и развития арктического региона России / М. Я. Корнилов // Вестник Российского университета дружбы народов. Серия: Государственное и муниципальное управления. – 2015. – № 4. – С. 7-22.

### **Экономико – правовой статус хозяйствующего субъекта в сфере недропользования**

*Изюмов И.В.*

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

На сегодняшний день в юридической литературе сложилось четкое представление о понимании и сущности субъектов хозяйственной деятельности [1].



Согласно выработанной на сегодняшний день концепции понимание хозяйствующего субъекта в топливно-энергетическом комплексе сводится к тому, что оно обладает следующими признаками:

- 1) наделено коммерческой правосубъектностью;
- 2) обладает специальными полномочиями юридического лица;
- 3) наличие обособленной собственности, на основе которой они ведут хозяйственную деятельность;
- 4) зарегистрированы в установленном порядке;
- 5) приобретают права и обязанности от собственного имени и несут персональную юридическую ответственность.

В нефтегазовом комплексе, можно выделить следующие группы хозяйствующих субъектов по видам их деятельности:

- 1) в сфере поиска и разведки углеводородных ресурсов – экспедиционные, научные, аналитические центры и организации;
- 2) в сфере добычи нефти и газа – организации, холдинги, подрядные организации; промышленные предприятия по выпуску нефтегазового оборудования и соответствующие научные и проектные центры;
- 3) в сфере транспортировки нефти и газа по трубопроводам – ПАО “СибТранснефть”, “СибТрансгаз”, Ямалмежрегионгаз и другие;
- 4) в сфере переработки нефти и газопродуктов – нефтегазоперерабатывающие предприятия созданные в соответствующих организационно-правовых формах.
- 5) в сфере хранения продуктов нефти и газа – подземные резервуары и хранилища введенные в эксплуатацию с разрешения Ростехнадзора;
- 6) в сфере реализации углеводородного сырья – различные посреднические, в том числе дочерние коммерческие субъекты.

В текущее время, к примеру, в системе нефтегазового сектора экономики работают большие и маленькие компании (например: Башнефть, Газпром, Лукойл, Итера, Сибнефть, Сургутнефтегаз и другие), а также нефтяные и газотранспортные компании. В данной хозяйственной системе также работают субъекты, производящие и поставляющие материалы и оборудование (сервисные компании и денежные компании).

Опыт промышленно развитых стран говорит о том, что основой конкуренции рыночной среды является не крупное предпринимательство, развитие которого стимулируется Правительством.

В топливно-энергетической сфере, в том числе, в нефтегазовом комплексе вместе с большими организациями в предпринимательских отношениях принимают участие субъекты малого и среднего бизнеса. В сфере нефтегазодобычи по Российской Федерации – около 170 небольших и средних компаний, добывающих около шести процентов от всего размера добываемой в Российской Федерации нефти и газа.

Правовое положение и предпринимательская деятельность таковых компаний имеют значительную специфику. Особенности законодательного

положения таковых субъектов обоснованы специфичностью реализации хозяйственной (предпринимательской) деятельности в сфере недропользования. Это соединено с тем, что нефтяная и газовая индустрия, являясь составной частью топливно-энергетического комплекса, представляет собой сложную ветвь производства, которая функционирует как часть финансовой системы. При этом нужно подчеркнуть, что в нефтегазовом секторе экономики РФ в целом, не только в регионе, развитие малого и среднего коммерческой деятельности становится необходимой потребностью. Так, на основе анализа эффективности поисково-разведочного бурения на нефть в 2015-2017 годах специалисты нефтегазовой отрасли отмечали, что открываемые в основных нефтедобывающих регионах месторождения – в основном небольшие с запасами, не превышающими 100 000-150 000 тонн[2]. При этом для крупных нефтяных компаний небольшие месторождения экономического интереса не представляют.

К примеру, в Тюменской области общее геологическое состояние месторождений и припасов характеризуется последующим образом: высочайшая степень выработанности месторождений; огромное число трудноизвлекаемых и остаточных запасов. Например, степень выработанности отдельных месторождений превосходит восемьдесят пять процентов, основные запасы фактически выработаны, трудноизвлекаемые запасы составляют выше семидесяти пяти процентов остаточных припасов. Из общего числа разведанных месторождений, числящихся на местном балансе, восемьдесят восемь процентов месторождений относятся к категории небольших и мелких.

В такой ситуации закономерно возникновение и развитие небольших и средних нефтяных компаний. При этом нужно подчеркнуть, что нормативно-правовые акты, которое учитывает специфику законодательного положения и хозяйственной (предпринимательской) деятельности небольших и средних компаний в нефтедобывающей отрасли, пока не сформировалось[3].

Представляется, что коммерческая (предпринимательская) деятельность небольших организаций в нефтегазовом секторе РФ может считаться более удачной при соответственной правительственной поддержке и действенном правовом регулировании. Принципиальным представляется также законодательное установление дифференциации нефти по категориям, т.к. точная дифференциация позволит внедрять в разработку низкоэффективные месторождения методом передачи их субъектам нефтегазового бизнеса. А именно, выделять некондиционные остатки нефти.

Если же не идти по пути принятия специального закона, то следовало бы в рабочем порядке отменить ограничения, которые были установлены в части денежной поддержки субъектов нефтегазового бизнеса, которые осуществляют добычу и реализацию полезных ископаемых.

В общем изучение текущего законодательства позволяет прийти к выводу о том, что достаточно хорошо организована общая законода-

тельная база в сфере определения законодательного положения хозяйствующих субъектов нефтегазового бизнеса и поддержки их деятельности со стороны правительства, при всем этом специфика юридического статуса небольших и средних компаний в нефтегазовом секторе все еще слабо учитывается.

#### Библиографический список

1. Клейн, Н. И. Предпринимательское право: учеб. пособие для вузов / Н. И. Клейн. - Москва: Юридическая литература, 1993. – 344 с.
2. Мартынова, Н. И. Эффективность поисково-разведочного бурения на нефть в России в 2014-2017 гг. / Н. И. Мартынова // Минеральные ресурсы России. - 2016.- № 3.- С. 44-49.
3. Изюмов, И. В. Правовой статус хозяйствующих субъектов в сфере недропользования / И. В. Изюмов // Горные ведомости. - 2012. - №8. – С. 52-56.

### **Инновационный подход к анализу и прогнозу затрат и результатов нефтегазового комплекса РФ**

*Килин П.М.*

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

Проблема оценки показателей затрат и результатов нефтегазового комплекса стала особенно актуальной в современных условиях санкций Запада. Для решения этой проблемы на основе таблиц «Затраты –Выпуск» Росстата за 2011 год [1] нами построен и проанализирован межотраслевой баланс нефтегазового комплекса РФ традиционно (в соответствии с принятой в РФ системой национальных счетов (СНС)) и инновационно (когда импорт предметов труда считается невозпроизводимыми ресурсами) [2].

Произведенный продукт нефтегазового комплекса России за 2011 год по данным таблицы «Затраты- Выпуск» составил в рыночных ценах 12275 млрд. руб., то есть 11.2 % от ВВ РФ (109313 млрд руб.). Он включает (по нашему мнению) 5 взаимосвязанных отраслей (добыча нефти, добыча газа, производство нефтепродуктов, нефтегазосервис и трубопроводный транспорт) [2, с. 87-103]. При расчетах по СНС высокая рентабельность производства комплекса (0.758 против 0.534 в среднем по РФ) обеспечивается, прежде всего, высокой рентабельностью нефтедобычи (2.083) и газодобычи (1.220), в то время как остальные отрасли имеют рентабельность не только ниже средней по нефтегазовому комплексу, но и ниже средней по экономике РФ ([2, табл.3.8]. Аналогичные пропорции и по чистой рентабельности производства и труда. Конечно, главный источник высокой прибыли от нефтедобычи были высокие цены на нефть на мировом рынке и большой объем экспорта. Это легко пересчитать, если предположить, что цены на мировом рынке изменились в 2 раза. Это значит, что выручка и прибыль уменьшится

на 1340 млрд. руб. А рентабельность производства нефти сократится до 1.091 (вместо 1.939) и всей продукции комплекса (3707/7214) до 0,514 (вместо 0.700), то есть станет ниже средней по РФ.

В соответствии с инновационным подходом в открытой экономике РФ основным показателем результатов производства нами предлагается считать СДС вместо ВДС на всех уровнях, а из затрат исключить промежуточное потребление импортных предметов труда. На микроуровне необходимо изменить учет и статистику затрат на производство, выделив затраты на импортные материальные ресурсы производства и перенеся их из статьи «**материальные расходы**» в статью «**денежные расходы**» [2, 3-8, 9-10]. В частности, в [2, с.91-103] рассчитаны варианты ретроспективного прогноза показателей затрат и результатов нефтегазового комплекса РФ за 2011 год. Предлагается вариант, при котором **экспорт** в натуре **сократится** пропорционально снижению цен, в 2 раза (то есть объем экспорта в валюте (в рублях) будет в объеме 1340 млрд. руб, ВВ продукции нефтедобычи останется в прежнем объеме и соответственно на эту же величину будет **увеличен объем нефтепереработки** и всех взаимосвязанных отраслей РФ. Из расчетов видно, если в качестве критерия взять рентабельность производства нефтегазового комплекса (ЧП/ИПо), то можно утверждать, что в сложившихся условиях после 2014 года (снижение цен на нефть в 2 раза и удорожание импорта ПТ в 2 раза) эффективнее перенаправить поток нефти на **нефтепереработку** внутри страны (или в дружественные страны), сократив в 2 раза экспорт нефти на Запад [2, табл.3.15-3.16]. Особенно это будет верно, если учесть, что импортозависимость (доля импорта в материальных затратах на производство продукции нефтегазового комплекса) в **3 раза** меньше, чем в целом по РФ. Вариант при снижении мировых цен на нефть в 2 раза и увеличении нефтепереработки в 2 раза в стране (то есть естественном для нефтегазового комплекса в национальных интересах ответе на санкции Запада, означающий по сути зеркальное сокращение экспорта) дает существенный прирост ВВ нефтегазового комплекса (16216 млрд. руб против 12275 млрд. руб), и совокупной (а по сути валовой) прибыли (**6523** млрд. руб против 5697 млрд. руб), хотя и дает небольшое сокращение рентабельности труда (6,308 против **6,388**). Но это вовсе не уменьшение эффективности труда, а просто ликвидация ошибок (приписок), обусловленных принятием канонов СНС, приведение в соответствие понятий совокупная добавленная стоимость (СДС) и конечный национальный продукт (КНП), совокупная прибыль (СП), импорт предметов труда (ИПТ) и валовая прибыль (ВП). Конечно, хорошо импортировать предметы труда (а не производить), если условия позволяют, но надо помнить о рисках, с этим связанных [2, с.91-103].

Для изменения положения отечественного бизнеса необходимо ввести налог на импорт предметов труда и создать резервный фонд для финансирования импортозамещения. Величина его, если ориентироваться на

двукратное удорожание импорта в 2014 году, должна быть равна общему объему импорта предметов труда. В этом случае будет реальная поддержка импортозамещению в отечественном бизнесе (ведь платить этот налог будут только предприятия, имеющие импорт предметов труда). И показатель издержек у иностранных (интернациональных) предприятий и рентабельность производства окажутся значительно хуже, чем у отечественных предприятий, что даст толчок развитию отечественного бизнеса.

#### Библиографический список

1. Официальные статистические публикации Федеральной службы государственной статистики (Росстата) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.gks.ru> (дата обращения 13.03.2018).

2. Килин, П. М. Конструктивная экономика РФ в условиях глобализации / П. М. Килин. – Тюмень: ТИУ, 2018. – 171 с.

3. Килин, П. М. Новые формы финансовых отчетов для предприятий с импортом предметов труда / П. М. Килин // Нефть и газ Западной Сибири: материалы международной научно-технической конференции. – Т. 3 / отв. ред. П. В. Евтин. – Тюмень, ТИУ, 2017. – С. 116-119.

4. Килин, П. М. Совершенствование показателей хозяйствования для открытой экономики РФ. Материалы X Международной научно-практической конференции "Инновационное развитие российской экономики" 25-27 октября 2017 г. – Москва, РЭУ имени Г. В. Плеханова. – Т. 3. – С. 22-26.

5. Килин, П. М. К вопросу об импортозамещении предметов труда в экономике РФ (прогноз по данным межотраслевого баланса РФ за 2011 год). Нефть и газ Западной Сибири: материалы международной научно-технической конференции / отв.ред. П. В. Евтин. – Тюмень: ТИУ, 2017. Т. 3. – С. 112-116.

6. Килин, П. М. Инновационный подход к оценке добавленной стоимости производства предприятий в условиях глобализации. Проблемы формирования единого пространства экономического и социального развития стран СНГ (СНГ-2017) : материалы ежегодной международной конференции / ( Отв. ред. О. М. Барбаков, Ю. Я. Зобнин). – Тюмень: ТИУ, 2017. – Т.1. – С. 210-220.

7. Килин, П. М. Вопросы совершенствования национального счетоводства РФ. Всероссийская научно-практическая конференция «Безопасность социума: гуманитарный аспект коммуникаций современности». – Тюмень: ТВИКУ, 2017. – С. 816-826.

8. Килин, П. М. Инновационный подход к оценке показателей производства предприятий РФ в условиях глобализации. Проблемы формирования единого пространства экономического и социального развития стран СНГ (СНГ-2018): материалы ежегодной международной конференции (14 апреля 2018) / (Отв. ред. О. М. Барбаков, Ю. Я. Зобнин). – Тюмень: ТИУ, 2018. – С. 209-218.

9. Килин, П. М. Инновационный подход к затратам предприятий на импорт предметов труда. Материалы Международной научно-практической конференции «Проблемы устойчивого развития на макро-, мезо- и микроуровне». – г. Тюмень : ТИУ, 2018 . – Т. 1. – С. 121-125.

10. Килин, П. М. Проблемы совершенствования национального счетоводства РФ. Материалы Международной научно-практической конференции «Роль государственной статистики в развитии современного общества», Иваново, 17-18 мая 2018. – Иваново: Ивановский госуниверситет, 2018 . – Ч. 1. – С. 24-30.

### **Повышение эффективности организации и безопасности труда работников нефтетранспортного предприятия**

*Кольшницина Ж.В., Глухова М.Г.*

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

Современный уровень развития производительных сил, характеризуется использованием сложной технологии производства и многообразной техники, большими масштабами выпуска продукции, многономенклатурной кооперацией, подразумевает общую работу огромного количества людей. Такая работа не мыслима без организации труда, выступающей как высокоупорядоченная система связи работников со средствами производства и друг с другом в едином производственном процессе. [1] На данный момент нефтетранспортные предприятия все чаще сталкиваются с проблемой снижения эффективности организации труда основного производственного персонала, что находит свое отражение на показателях перекачки нефти, а следовательно и на финансовом результате деятельности предприятия.

В настоящее время существуют показатели оценки организации труда предприятия универсальные и специализированные, отражающие специфику деятельности предприятия. Универсальные показатели характеризуют общий уровень организации труда на предприятии, специализированные показатели чаще всего отражают ту или иную составляющую производственного процесса и уровень ионизации труда работников, занятых в данном процессе. Анализ данных показал, что на большинстве нефтетранспортных предприятий наблюдается увеличение количества травм при выполнении работ, что может быть результатом нерациональной и небезопасной организации рабочего места работников. Особенно стоит отметить рост частоты производственного травматизма в расчет на 1000 сотрудников организации, который в отчетном периоде составил 35,97 случаев на тысячу работников. Так же наблюдается рост тяжести производственного травматизма, который характеризует количество дней, проходящих на лечение или восстановление сотрудника получившего травму.

В этой связи, авторами предлагается внедрить проект «Безопасность труда». Цель проекта «Безопасность труда» – полностью исключить травматизм на производстве. Для этого будет рекомендоваться создание эффективная система управления охраной труда, которая поможет изменить культуру производственной безопасности.

Методики проекта «Безопасность труда» включает следующие элементы:

1. Рейтинговый аудит;
2. Инструктажи и обучение;
3. Инструкции по охране труда (ИОТ);
4. Центр обратной связи;
5. Оценка рисков;
6. Поведенческие беседы (ПАБ);
7. Аудит безопасности производственных операций (АБПО);
8. Расследование происшествий, работа с нарушителями;
9. Проведение совещаний.

В настоящее время большая часть указанных выше элементов исполняется согласно внутренним нормативным документам предприятия. Авторами предлагается повысить эффективность реализации некоторых из них. С этой целью разработан план реализации проекта, который позволит оптимизировать методику реализации программы с учетом гибкой адаптации имеющихся правил. В таблице 1 представлен предполагаемый план по реализации проекта «Безопасность труда» для нефтетранспортного предприятия.

Таблица 1

План реализации проекта «Безопасность труда»

Наименование мероприятия	Ответственный за исполнение	Сроки исполнения	Планируемые затраты
Организация и проведение предварительных и периодических медицинских осмотров основного производственного персонала			
Оказание медицинских услуг	Начальник ОМТ, специалист по ОТ и ПБ	В течении года в соответствии с разработанным графиком	Стоимость осмотра – 6700 на 1 человека.
Обеспечение работников сертифицированными средствами индивидуальной защиты			
Приобретение: -средств индивидуальной защиты	Начальник управления МТО и ПО	В течении года в соответствии с планом потребления МТО	Стоимость новой формы – 25 000 руб. на 1 человека.

С целью соблюдения соответствия фактического баланса рабочего времени нормативному рекомендуется установить штрафные санкции за непроизводительные потери рабочего времени (таблица 2). Для поддержания уровня трудовой дисциплины рекомендуется разработать систему мо-

тивации, включающей как поощрительные меры, так и санкционные. Для повышения квалификации рабочих рекомендуется проведение курсов целевого назначения для изучения новой техники, школы передового опыта. По итогам прохождения повышения квалификации каждый работник должен предоставить: отчет по результатам обучения, отчет по использованию полученных знаний в течение года.

Таблица 2

Штрафные санкции за непроизводительные потери рабочего времени

Повторяемость	Опоздание		Ранний уход	
	Менее чем на 5 минут	Более 5 минут	Более чем на 5 минут	Более чем на 15 минут
Разовое	Словесное наказание			
От 2 до 4 раз	Выговор	Выговор и лишение годовой дополнительной премии	Выговор	Выговор и лишение годовой дополнительной премии
Систематическое	Выговор и лишение годовой дополнительной премии	Выговор и лишение ежемесячной премии	Выговор и лишение годовой дополнительной премии	Выговор и лишение ежемесячной дополнительной премии

В системе оценки кадровых рисков рекомендуется особое внимание уделить рискам адаптации новых сотрудников:

- псевдоответственность - утрачивается всякий авторитет начальства;
- пассивное принятие - подчинение любому распоряжению;
- отсутствие диалога с начальством - делают проблемы неразрешимыми;
- отсутствие коллективной цели - в результате работник не чувствует свой труд достаточно мотивированным;
- отсутствие участия - работник все меньше отождествляет себя с коллективом.

Повышение эффективности управления выделенными факторами риска обеспечивается за счет разработки гибкой системы адаптации новых сотрудников.

В целом, рекомендуемые предложения позволят повысить безопасность труда, а так же ожидается рост показателей квалификации кадров, стабильности кадров и организации рабочих мест. Таким образом, предложенные направления позволят повысить уровень организации труда нефтетранспортного предприятия в целом.



## Библиографический список

1. Якунина, О. Г. Развитие методического обеспечения оценки эффективности организации и нормирования труда на предприятии / О. Г. Якунина, Д. А. Коростылева // Инновации в управлении региональным и отраслевым развитием: материалы Всерос. науч.-практ. конф. с международным участием – Тюмень: ТюмГНГУ», 2012. – С. 282-285.

### **Кадровые проблемы сибирской геологии до «эпохи великих геологических открытий»**

*Комгорт М.В.*

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

Становление производственной нефтяной геологии и геофизики в Сибири пришлось на первые послевоенные годы, и было связано с реализацией государственной программы изучения минерально-сырьевой базы восточных районов страны. Правительственные постановления, принятые в конце 1940-х гг., предусматривали в числе основных мер для расширения поисково-разведочных работ на нефть и газ создание региональных геологических и геофизических организаций и обеспечение их кадрами.

Решение этой задачи осложнялось рядом объективных обстоятельств. Стоит отметить, что поскольку ранее нефтяная геология была представлена в отраслевой структуре промышленности Западной Сибири в течение сравнительно короткого предвоенного периода (1939-1943 гг.), то фактически ее предстояло создавать с нуля. Основной проблемой районов, куда предполагалось направить геологический поиск, было отсутствие на местах профессиональных кадров. Большая часть трудоспособного населения, проживавшего здесь, традиционно была занята в лесной, рыбной промышленности, оленеводстве и охотопромысле, которые не требовали высокого уровня образования и квалификации. Уровень образования, особенно городского населения северных районов Западной Сибири, несколько уступал общесоюзным показателям при наличии относительно высокого процента населения, совсем не имеющего образования. По переписи 1939 г. на каждую тысячу человек, занятых в народном хозяйстве Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого национальных округов, приходилось соответственно только 82 и 106 человек с высшим и средним (полным и неполным) образованием [1].

Регион относился к категории слабозаселенных территорий страны с крайне неравномерным распределением населения. При средней плотности населения в Западной Сибири в целом, составлявшей 5 чел. на кв. км, на территории открытой Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции проживало не более 0,4 чел. Для сравнения: в старых нефтедобывающих районах

(Азербайджанская ССР, Татарская АССР, Чечено-Ингушская АССР, Краснодарский край и Куйбышевская область) этот показатель составлял от 44 до 48 человек. Районы с повышенной плотностью населения (в среднем от 3 до 10 чел. на кв. км) были приурочены, как правило, к долинам крупных рек. На севере низменности (в большинстве районов Ханты-Мансийского и по всей территории Ямало-Ненецких национальных округов) плотность населения была не выше 0,05-0,2 чел. на кв. км [2].

В послевоенный период государству не приходилось рассчитывать на принудительные методы трудовой мобилизации, широко используемые ранее в ходе реализации масштабных индустриальных проектов. А для добровольной массовой миграции и закрепления населения сдерживающими факторами были удаленность и суровые природно-климатические условия северных районов. По мнению специалистов, две трети территории Тюменской области, где находились основные зоны разведки месторождений нефти и газа, по медико-географическим условиям относились к территориям, *ограниченно* пригодным для проживания. Климат Западно-Сибирской низменности отличался длительным воздействием глубокопроникающих холодных масс арктического воздуха и малым количеством солнечной радиации, почти 40% территории было покрыто лесами, от 40 до 50% - заболочено [3].

Заселение новых территории осложняло высокое миграционное движение населения и низкая приживаемость новоселов. На протяжении 1950-х гг. Тюменская область имела отрицательное сальдо миграции, то есть количество выбывших из области превышало число прибывших. Эта тенденция сохранялась и на протяжении первой половины 1960-х гг. По данным Комиссии по проблемам Севера Совета по изучению производительных сил при Госплане СССР в 1959-1965 гг. число ежегодно выбывших из Тюменской области достигало в некоторые годы 88 %, никогда не опускаясь ниже 66 %. В результате высокой обратной миграции механический прирост населения области за этот период составил немногим более 20 % [4]. В 1950-е гг. положительное сальдо миграции было характерно только для Ханты-Мансийского национального округа за счет притока населения в лесную промышленность и геологоразведку [5].

Несомненным осложняющим фактором, как для решения непосредственных производственных задач, так и для ускорения миграционных потоков, являлось слабое развитие транспортной сети в регионе, особенно путей сообщения круглогодичного действия. Исторически сложилось так, что коэффициент транспортной освоенности Сибири был крайне низким: более чем в четыре раза меньше среднереспубликанского и в девять-одиннадцать раз меньше, чем, например, в Центральном, Центрально-Черноземном и Северо-Кавказском районах [6].

Заселение районов индустриального освоения Севера оказалось сложнейшей в экономическом, организационном и социальном отношении задачей. И именно геологоразведочные экспедиции первыми продемонстрировали, как в самые короткие сроки удалось создать «из людей с разными биографиями, профессиями, жизненными планами производственные коллективы, способные решать в непривычных условиях технические, градостроительные, экологические проблемы нередко на уровне открытий, экспериментов» [7]. Открытие в первой половине 1960-х гг. Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции является убедительным подтверждением этого факта.

#### Библиографический список

1. Народное хозяйство СССР. 1922-1972 гг. Юбилейный статистический ежегодник. – М.: Статистика, 1972. – С. 818, 827.
2. Калитченко, И. А. Трудовые ресурсы Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции / И. А. Калитченко // Проблемы освоения ЗСНГНП: сб. ст. / Отв. ред. М.Н. Колобков. – Новосибирск: Зап.- Сиб. кн. изд-во, 1966. – С. 99.
3. Отраднава, А. Н. Экспансия социального пространства или опыт застройки Тюменского Севера / А. Н. Отраднава // Налоги. Инвестиции. Капитал. – 2000. – № 5-6. – С. 58.
4. Белорусов, Д. В. Специфические особенности Западно-Сибирского народнохозяйственного комплекса / Д. В. Белорусов // Проблемы Севера. – 1967. – № 12. – С. 133.
5. Гаврилова, Н. Ю. Социальное развитие нефтегазодобывающих районов Западной Сибири (1964-1985 гг.) / Н. Ю. Гаврилова. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2002. – С. 54-55.
6. Аганбегян, А. Г. Сибирь на рубеже веков / А. Г. Аганбегян, З. М. Ибрагимова. – М.: Сов. Россия, 1984. – С. 80.
7. Куцев, Г. Ф. Человек в северном городе / Г. Ф. Куцев. – Свердловск: Сред.-Урал. кн. изд-во, 1987. – С. 27.

#### **Взаимодействие топливно-энергетических компаний с региональными политическими элитами (на примере ПАО «Газпром Нефть» и Правительства ХМАО – Югры)**

*Кориунов М.Н., Шестаков С.А.*

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

На сегодняшний день в Российской Федерации формируется многоуровневая система взаимоотношений между представителями бизнес-сообщества и органами государственной власти. Данный процесс пред-

ставляет собой сложный комплекс взаимодействий, в рамках которого оба субъекта стремятся решить задачи по достижению поставленных целей и реализации определенных проектов.

При разработке государственных программ и определении вектора государственной политики в различных сферах деятельности, политические элиты стремятся заручиться поддержкой бизнеса, обладающего высокой ресурсной базой, способного оказывать влияние на социально-экономические и политические процессы в обществе. Предприниматели, руководствуясь достижением собственных интересов, иницируют процессы, направленные на получение определенных преференций, поддержки и содействия со стороны государственных органов.

Наращивание интенсивности взаимодействия между данными субъектами обусловлено взаимной заинтересованностью органов государственной власти и бизнеса в установлении понятной, стабильной системы взаимоотношений.

Особое место в системе государственно-корпоративного взаимодействия в нашей стране занимают компании топливно-энергетического комплекса. Данные компании являются краеугольным камнем экономики государства, драйвером инвестиций и источником практически половины доходов федерального бюджета, а также крупнейшим заказчиком на продукцию отечественной промышленности, одним из самых крупных работодателей, градообразующими (г. Губкинский, г. Нефтеюганск, г. Сургут), регионообразующими (ХМАО, ЯНАО) предприятиями, в связи с чем они осуществляют непрерывное взаимодействие с органами государственной власти как на федеральном, так и на региональном уровне.

В данном случае органы государственной власти региона, его социально-экономическая стабильность – имеют очень высокий уровень зависимости от корпораций ТЭК, в результате чего происходит сращивание интересов региональной политической элиты и представителей бизнес-сообщества, формирование некой политико-экономической группы в лице высших должностных лиц субъекта РФ и руководителей одной или нескольких нефтегазодобывающих компаний, работающих на его территории.

Примером подобного формата государственно-корпоративного взаимодействия является соглашение о сотрудничестве между Правительством ХМАО – Югры и ПАО «Газпром Нефть», подписанного в ходе XX Петербургского международного экономического форума (ПМЭФ), 16 июня 2016 года.

Данным соглашением предусмотрено обязательство финансирования ПАО «Газпром Нефть» проектов, направленных на социально-экономическое развитие ХМАО – Югры в 2016-2018 годы (таблица 1).

Таблица 1

Объемы финансирования социально-экономического развития  
ХМАО – Югры в 2016-2018 годы [3]

Проект/муниципальное образование	Объем, млн. руб.		
	2016 г.	2017 г.	2018 г.
Поддержка социальных проектов Правительства ХМАО – Югры	25,0	25,0	25,0
Поддержка инфраструктурных, культурных, спортивных, образовательных проектов г. Ханты-Мансийска	267,0	267,0	267,0
Поддержка инфраструктурных (в том числе газификация с. Тюли), культурных (в том числе строительство сельского дома культуры в с. Реполово), спортивных, образовательных проектов Ханты-Мансийского района	60,0	60,0	60,0
Поддержка культурных, образовательных проектов, проектов в области взаимоотношений с коренными малочисленными народами Севера	5,0	5,0	5,0
Поддержка культурных, спортивных, образовательных проектов, проектов в области здравоохранения и взаимоотношений с коренными малочисленными народами Севера Нижневартовского района	8,0	8,0	8,0
ИТОГО:	365,0	365,0	365,0

Исходя из данных, представленных в таблице 1 можно увидеть, что суммарные объемы финансирования социально-экономического развития ХМАО – Югры за 3 года составят 1 млрд. 95 млн. руб., что является достаточно существенной цифрой.

Ханты-Мансийский автономный округ – Югра – один из ключевых регионов присутствия ПАО «Газпром Нефть». В ХМАО действует дочернее добывающее предприятие компании «Газпромнефть-Хантос», разрабатывающее 8 месторождений.

На территории ХМАО – Югры ведется масштабная работа по исследованию технологий добычи трудноизвлекаемых запасов, данную деятельность осуществляет «Газпромнефть-Хантос», являясь ведущей компанией Группы «Газпром Нефть» по изучению баженовской свиты.

В рамках достигнутого соглашения, 29 октября 2017 года был принят региональный закон о предоставлении льготы по налогу на имущество [1], в соответствии с пп. 12 п. 1 ст. 4 закона ХМАО – Югры от 29 ноября 2010 года № 190-ОЗ «О налоге на имущество организаций», от уплаты налога освобождаются организации, являющиеся владельцами лицензий на пользование участками недр, содержащих месторождения углеводородного сырья на территории автономного округа, в уставном капитале которых доля прямого участия организации, являющейся ответственным исполнителем

национального проекта «Создание комплекса отечественных технологий и высокотехнологичного оборудования разработки запасов баженовской свиты», составляет не менее 50 процентов, в отношении имущества, вновь созданного в рамках реализации национального проекта [2].

На основании анализа соглашения между Правительством ХМАО – Югры и ПАО «Газпром Нефть» можно сделать выводы о наличии положительного эффекта государственно-корпоративного взаимодействия как для развития социально-экономического положения субъекта РФ, так и для развития отечественной нефтедобывающей промышленности.

#### Библиографический список

1. О внесении изменений в отдельные законы Ханты-Мансийского автономного округа – Югры в сфере налогообложения: Закон ХМАО – Югры [принят Думой ХМАО – Югры 29.10.2017 № 68-ОЗ] // Собрание законодательства Ханты-Мансийского автономного округа – Югры, 2017, N 8 (с.), ст. 1340.

2. О налоге на имущество организаций: Закон ХМАО – Югры [принят Думой ХМАО – Югры 29.11.2010 № 190-оз] // Собрание законодательства Ханты-Мансийского автономного округа – Югры, 2010, N 6 (с.), ст. 1455.

3. Соглашение о сотрудничестве между Правительством ХМАО – Югры и ПАО «Газпром Нефть» от 16.06.2016 г. [Электронный ресурс] // Единый официальный сайт государственных органов ХМАО – Югры. – Режим доступа: <https://gov.admhmao.ru/upload/iblock/ff2/original.pdf>

#### **Территориальная адаптация социальной инфраструктуры в местностях с особыми климатическими условиями**

*Мальцева Л.Ю.*

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

Преодоление диспропорций в региональном развитии это важнейший вопрос для нашей страны. Основным принципом территориальной организации социальной инфраструктуры является повышение уровня обеспеченности населения базовыми услугами социальной сферы в любых условиях и на всех территориях государства. При этом социальная инфраструктура, как основной элемент социальной сферы, представляется как устойчивая совокупность материально вещественных элементов, создающих основу для удовлетворения всего комплекса потребностей человека и общества [2].

В целом можно отметить, что социальная инфраструктура является индикатором развития территориальной единицы, определяя ее потенциал к проведению адекватной социальной политики и реализации

комплекса социальных услуг для проживающего и трудящегося там населения. В сложившихся особых климатических условиях можно обозначить, актуальность не только формирования новых объектов социальной инфраструктуры под запросы жителей, но и поддержки их состояния, в части разработки и адаптации перечня социальных услуг, актуальных именно для местностей с особыми климатическими условиями в необходимом количестве и качестве, их доступности и соответствия запросам потребителей [3].

Адаптация, в общем смысле, это процесс приспособления объектов к определённым условиям внешней среды. Сегодняшние реалии указывают на то что территории с особыми климатическими условиями уже не справляются не только с экономической и экологической нагрузкой, но и отличаются рядом проблем в социальной обеспеченности проживающих граждан [1].

На сегодняшний день существующие социально-экономические условия жизнедеятельности населения практически всех местностей с особыми климатическими условиями характеризуются ярко выраженными территориальными диспропорциями. Регионы со сложными климатическими условиями, в том числе и северные районы Тюменской области, отличаются как правило сочетанием экстремальной природной и социально-экономической обстановкой, что детерминирует специфику всей северной территориальной политики, в том числе экономической, социальной, экологической, научно-технической. Быстрый рост потребностей экономики в минеральных и топливно-энергетических ресурсах обусловили экономический рост за счет «стабильно» интенсивного освоения ресурсов Севера, которое сопровождается не только быстрым истощением наиболее эффективной части запасов сырья, но и возникновением городов «призраков» и мертвых поселков, территорий с низким уровнем социального развития, пренебрежением моральными, духовными, культурными ценностями коренного населения, а также интересами последующих поколений [2].

Проведенная сравнительная характеристика обеспеченности северных районов Тюменской области объектами социальной инфраструктуры, выявила узкие места. В связи с необходимостью учета характерных особенностей территориального размещения объектов социальной инфраструктуры на территориях с особыми климатическими условиями необходимо вести такие понятия как «дифференциации» и «поляризации» объектов социальной инфраструктуры, а также «асимметрии» их пространственно-территориального развития, содержащий в своей основе реализацию концепций полюсов экономического роста и неоднородности регионального социально-экономического пространства, объясняющий особенности формирования и развития социальной инфраструктуры в этих условиях. Так, термин «дифференциация» применительно к социально-

инфраструктурному комплексу местности с особыми климатическими условиями целесообразно рассматривать как степень отличия в обеспеченности объектами социальной инфраструктуры различных населенных мест, позволяющая выделить территории с неодинаковым экономическим потенциалом и составом инфраструктурных элементов. «Поляризация», при этом, характеризует концентрацию и отдаленность элементов инфраструктуры социальной сферы от «условного полюса» экономического роста, на основе чего представляется возможным определить потенциальную траекторию преобразования инфраструктурной обеспеченности территории со сложными климатическими условиями в соответствии с ее экономической динамикой. Асимметрия пространственно-территориального развития социальной инфраструктуры в свою очередь проявляется в неравномерном развитии и размещении объектов в зонах экономической активности и на остальной территории сложно климатических регионов за счет концентрации усилий и ресурсов в полюсах роста [1].

Таким образом, в рамках авторского подхода к делению социальной инфраструктуры региона по функциональному признаку на два типа: поддерживающий – как создающий и подкрепляющий условия жизни населения на минимально-гарантированном уровне, и развивающий – обеспечивающий воспроизводство человеческого капитала, с учетом категорий «поляризация», «дифференциация», «асимметрия» ожидается, что в пределах программ развития регионов со сложными климатическими условиями станет возможным разработка целевых мероприятий по повышению качества, комфортности и уровня жизни населения местностей с особыми климатическими условиями; в части организации нормативной доступности и обеспеченности объектами социальной инфраструктуры жителей поселения в сфере образования, здравоохранения, культуры, физической культуры и массового спорта и т.д. на минимально необходимом уровне без территориальной привязки, что должно дать не только существенный экономический результат, но и будет способствовать повышению эффективности использования имеющегося ресурсного потенциала местностей с особыми климатическими условиями для достижения высокого уровня социально-экономического развития посредством пространственно-территориальной асимметрии развития социальной инфраструктуры и снижения межтерриториальных контрастов.

#### Библиографический список

1. Мальцева, Л. Ю. Особенности взаимодействия социальной и производственной инфраструктур нефтегазодобывающей территории / Л. Ю. Мальцева // Нефть и газ Западной Сибири: мат. Междунар. науч.-техн. конф. / отв. ред. П. В. Евтин. – Тюмень, ТИУ, 2017. – Т. 3. – С. 133-134.

2. Мыреев, А. Н. Качество жизни населения в условиях трансформации экономики: теория, проблемы, практика (на примере районов Край-



него Севера и Арктической зоны): монография / А. Н. Мыреев, А. А. Попов, С. В. Федорова; М-во образования и науки Российской Федерации, Сев.-Вост. федеральный ун-т им. М. К. Аммосова, Финансово-экономический ин-т. – Якутск: ИД СВФУ, 2015. – 581 с.

3. Тоньшева, Л. Л. Стратегическая конкурентоспособность региона: определение пространственных приоритетов развития экономики / Л. Л. Тоньшева // Государство и бизнес. Современные проблемы экономики: мат. VII Междунар. науч.-практ. конф. – Санкт-Петербург: Информационный издательский учебно-научный центр «Стратегия будущего», 2015. – С. 11-12.

### **Технико-экономическое обоснование проекта строительства общежития вахтового поселка**

*Матыс Е.Г, Некрасова И.Ю., Меллер Н.В., Дегтярева К.Ю.*

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

В процессе подготовки технико-экономического обоснования проектов строительства осуществляется анализ технологических, объемно-планировочных, конструктивных решений, выполняется оценка эксплуатационной безопасности проекта, а также социальных последствий, проводится расчет экономических показателей объекта строительства. Расчет технико-экономического обоснования (ТЭО) проекта строительства осуществляется на основании имеющихся технических и экономических решений, разработанных в процессе выполнения предпроектных работ.

В исследовании была поставлена цель - разработка технико-экономического обоснования проекта строительства общежития вахтового поселка ООО «ИНТЭС».

На первом этапе был обоснован проект строительства общежития вахтового поселка, и получены следующие результаты:

1). Здание общежития запроектировано в центральной части п. Салым Нефтеюганского района ХМАО для нужд ООО «ИНТЭС» для проживания вахтовых рабочих Самсоновское ЛПУ МГ. Строительство общежития является необходимым, для улучшения условий проживания вахтовых рабочих. Данный объект строительства не только обеспечит комфортное проживание, но и досуг рабочих предприятия.

2). Определено взаимодействие основных участников инвестиционно-строительного проекта, их функции и обязанности вытекают из положений Градостроительного кодекса, других федеральных законов. Представлена структурная декомпозиция управления проекта по стадиям, а также разработан график реализации проекта строительства.

3). С целью снижения риска срывов строительства из-за недостаточности финансирования объекта определено финансовое состояние Заказчика проекта. По рассчитанным показателям, можно судить, что предприятие ООО

«ИНТЭС» финансово стабильно и независимо. Возможность срыва сроков строительства из-за недостаточности финансирования минимальна. [3]

На втором этапе было проведено техническое обоснование проекта строительства общежития вахтового поселка, и получены следующие результаты:

1). Охарактеризованы проектные решения, представлены конструктивные решения проекта строительства. Проектируемое общежитие представляет собой: здание трехэтажное, с дополнительным техническим подвалом, прямоугольное в плане с размерами сторон 15,2х54м. Высота этажей 3,0м. Высота подвала (в чистоте) 1,8 м. На площадях здания размещены: секции (в количестве 22-х), включающие по два 2-х местных номера, мини-кухню, санузел с душевой сеткой, а также 2 номера повышенной комфортности - «Люкс». Для проживания в общежитии, запроектировано библиотека с читально-компьютерным залом, залы для игры в бильярд, теннис, тренажерный зал, административно-бытовые и технические службы, а так же прачечная на 130 кг белья в смену и медпункт. Для оказания первой медицинской помощи, для жильцов общежития, предусмотрен медпункт и изолятор на две койки. [1,2]

2). Разработан календарный график строительства объекта, срок строительства составляет 11 месяцев. Проведены теплотехнические расчеты несущей стены, чердачного перекрытия, определено, что ограждающая конструкция здания отвечает требования энергосбережения и санитарным требованиям. Проведен расчет простенка, расчет осадки основания свайного фундамента. Расчеты показали, что осадка запроектированного фундамента удовлетворяет нормативной предельно-допустимой осадке для данного типа сооружений.

На третьем этапе, проанализированы затраты на строительство объекта, построен календарный план и план финансирования проекта строительства объекта, рассмотрены вопросы управления качеством и рисками, получены следующие результаты:

1). Стоимость строительства индексируется к началу строительства 3 квартал 2018 года с применением прогнозного индекса Минэкономразвития 5,41 по отрасли строительство. Общая сметная стоимость строительства в ценах на 3 квартал 2018г. составила 69342,51 тыс. рублей, НДС - 18% - 12481,65 тыс. рублей; всего с НДС 81824,16 тыс. рублей. Составлена калькуляция затрат труда, определена продолжительность строительства общежития, сделан вывод что фактическая продолжительность строительства общежития в поселке Салым, разработанная в календарном плане, не превышает нормативную продолжительность.

2). На основании календарного графика получен ещё один важный документ для Инвестора и Заказчика - график финансирования, который показывает сколько нужно средств на каждый период строительства, позволяет планировать расходы, чтобы инвестиции производились своевременно и в полном объёме. [4]

3). Представлены этапы, контролируемая операция, документация в системе контроля качества при строительстве Общежития. Выделены виды рисков в соответствии со стадией проекта, на которой они возникают. Для минимизации рисков строительно-монтажных работ необходимо их застраховать, в работе приведен расчет страховой премии, который составил 163,65 тыс. рублей.

В заключении можно отметить, что выполненное технико-экономическое обоснование доказывает техническую и экономическую эффективность и целесообразность осуществления проекта строительства общежития вахтового поселка ООО «ИНТЭС».

#### Библиографический список

1. СП 48.13330.2011 «Свод правил. Организация строительства. Актуализированная редакция СНиП 12-01-2004» (утвержден приказом Минрегиона России от 27 декабря 2010 г. N 781) : [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://base.consultant.ru> (Дата обращения 10.05.2018)

2. Постановление Главного государственного санитарного врача РФ от 23.03.2011 N 23 "Об утверждении СП 2.1.2.2844-11 "Санитарно-эпидемиологические требования к устройству, оборудованию и содержанию общежитий для работников организаций и обучающихся образовательных учреждений" (вместе с "СП 2.1.2.2844-11. Санитарно-эпидемиологические правила и нормативы...") (Зарегистрировано в Минюсте РФ 13.04.2011 N 20473) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://base.consultant.ru> (Дата обращения 10.05.2018)

3. Мазур, И. И. Управление проектами [Текст]: учебное пособие для студентов, обучающихся по специальности «Менеджмент организации» / И. И. Мазур, В. Д. Шапиро, Н. Г. Ольдерогге; под общ. ред. И. И. Мазур. – 3-е изд. – М.: Омега-Л, 2006. – 664 с.

4. Матыс, Е. Г. Определение твердой договорной цены на строительство объектов социальной сферы на территории Тюменской области [Текст] / Е. Г. Матыс, А. А. Шкилева // Вестник Пермского университета. Серия «Экономика». Научный журнал. – Пермь ФГБОУ Пермский государственный национальный исследовательский университет. – 2014. - Выпуск 2 (21). – С. 40-53

#### **Основные трудности при доставке счетчиков расхода газа в регионы со сложными климатическими условиями**

*Остапенко М.С., Попова М.А.*

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

Неблагоприятными или сложными климатическими условиями называют такие условия, которые создают проблемы для производственной (или хозяйственной) деятельности человека, а также оказывают неблагоприятное воздействие на здоровье и жизнь человека. [1]

Но как известно, в таких неблагоприятных условиях производство не стоит на месте, а развитие без необходимого оборудования невозможно. В данной статье речь пойдет именно о поставке оборудования, необходимого для учета расхода газа на промышленных объектах, находящихся в сложных климатических условиях.

Одной из проблем при доставке счетчиков в регионы являются дороги. Из-за сурового климата дороги не имеют идеальное состояние, а в некоторых местах их вовсе нет. [2] Следовательно, при сильной тряске по бездорожью могут повредиться элементы счетчика, которые могут повлечь за собой его поломку. Соответственно, при поломке счетчика во время его транспортировки экономическая выгода для предприятия-изготовителя будет потеряна, так как потребуются новые затраты на возврат счетчика, его ремонт или вовсе его замену на другой. В данном случае перевозку можно осуществлять на самолете, конечно, стоимость транспортировки на самолете дороже, но будет уверенность в том, что счетчик прибывает на место его эксплуатации в целостности и сохранности.

Помимо доставки сухопутным транспортом и воздушным существует еще доставка водным транспортом. Данный вид доставки отличается своей безопасностью и экономичностью, но основным минусом такой доставки являются долгие сроки поставки.

При транспортировке нельзя допускать попадания снега и воды на счетчики. Они счетчики должны быть упакованы в ящики с защитой от атмосферных осадков, иначе прямое попадание воды может навредить датчику. [3]

Стоит отметить, что счетчики могут находиться на стадии транспортировки не более одного месяца, поэтому при доставке необходимо учитывать установленные сроки и не превышать их.

При доставке счетчика в пункт назначения ни в коем случае нельзя сразу устанавливать его, так как имеет место быть большой перепад температур, так как при транспортировке счетчика температура воздуха в кузове автомобиля близка к температуре воздуха на улице, а в месте эксплуатации счетчика температура может значительно отличаться от той, что за пределами места его эксплуатации. Для этого счетчики распаковывают только после выдержки в помещении, в котором счетчик будет эксплуатироваться. Так, например, счетчики типа «ДУМЕТИС» выдерживают в помещении не менее шести часов и только после этого распаковывают их. [4]

Всегда следует помнить, что у каждого счетчика имеется своя температура, при которой он может полноценно выполнять свои функции. Например, если счетчик работает только до  $-50^{\circ}\text{C}$ , то велика вероятность того, что при температуре ниже  $-50^{\circ}\text{C}$  счетчик перестанет функционировать. В таком случае существуют специальные термошкафы или как иначе их еще называют термооболочки. В таких термооболочках температура выше, чем на улице, следовательно, применение счетчиков при температу-

ре ниже – 50°C возможно, но при условии, что счетчик будет находиться в термооболочке. Пример термооболочки приведен на рисунке 1.



Рисунок 1. Пример термооболочки

Следует всегда помнить о возможных рисках при транспортировке оборудования. Если все риски будут учтены и проработаны планы действия в случае их возникновения, то предприятие-поставщик не будет терять свою репутацию и не будет терять свою выгоду с экономической точки зрения. [5]

Из всего вышесказанного можно сделать вывод, что при оценке всех возможных рисков и соблюдении всех условий при транспортировке счетчики будут доставлены на место его применения в целостности и сохранности и все стороны сделки, а именно потребитель и поставщик, останутся довольны.

#### Библиографический список

- 1 Борисенков, Е. П. Климат и деятельность человека / Е. П. Борисенков. – Москва : Наука, 2016. – 129 с.
- 2 Курганов, В. М. Логистика. Транспорт и склад в цепи поставок товаров / В. М. Курганов. – Москва : Книжный мир, 2004. – 421 с.
- 3 Фатхутдинов, Р. А. Организация производства / Р. А. Фатхутдинов. – Москва : ИНФРА-М, 2003. – 528 с.
- 4 Организация производства : учебное пособие / Ю. И. Ефимычев [и др.]. – Нижний Новгород : ННГУ, 2004. – 154 с.
- 5 Бродецкий, Г. Л. Управление рисками в логистике / Г. Л. Бродецкий. – Москва : Академия, 2010. – 8 с.

## **Новый подход к системе оплаты труда на промышленно-торговом предприятии**

*Родина В.Н., Кириллова Е.В.*

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень.*

Оплата труда является важнейшим источником стимулирования работников. Она представляет двойную значимость: с одной стороны, оплата труда выступает основным источником доходов, с другой - является основным рычагом материального стимулирования роста и повышения эффективности труда [1]. Наиболее распространенная система оплаты труда на промышленных предприятиях - тарифная и в ее рамках - повременная и сдельная.

Анализ системы оплаты труда на промышленно-торговом предприятии нефтегазового региона позволил выявить следующие проблемы:

1. несоответствие темпов роста производительности труда и средней заработной платы;
2. не достаточно разработанная система премирования работников;
3. низкая ставка надбавок на предприятиях.

Выявленные проблемы, как выяснилось, влекут за собой снижение мотивации работников; сокращение производительности труда; увеличение затрат на персонал. Из этого следует, что действующая система оплаты труда требует пересмотра. Но во всех случаях совершенствования оплаты труда следует соблюдать пропорциональность темпов роста оплаты труда и темпов роста производительности труда.

Для совершенствования системы оплаты труда на торгово-промышленном предприятии можно предложить следующие пути.

Во-первых, главный ее недостаток состоит в том, что заработная плата у основных рабочих плохо, а зачастую вообще не связана с конечными результатами труда и, если производительность труда падает, то на заработную плату эту не влияет, что плохо сказывается на фонде оплаты труда. Вследствие чего предприятие несет убытки. А с использованием оплаты труда в процентах от выручки для основных рабочих позволит добиться заинтересованности данных категорий работников в увеличении продаж и сокращении сроков исполнения заказов.

Во-вторых, опираясь на опыт зарубежных передовых предприятий можно предложить в качестве стимулирования работников предприятия и повышения качества работы применять систему "оплаты за квалификацию". Суть данного введения заключается в том, что размер оплаты труда зависит от сложности выполняемой работы, и от совокупности должностей, которые работник может исполнять. В данном случае работнику платят не только за работу, но и за знания. У предприятия пропадает необходимость применять дополнительную рабочую силу, т.к. работники будут получать доплаты за совмещение профессий. Система "оплаты за квали-

фикацию" предусматривает прибавку к заработной плате 15-30% от фонда оплаты труда работника при освоении каждой новой специальности и использовании ее в работе.

Главными преимуществами "оплаты за квалификацию" является обеспечение мобильности рабочей силы внутри предприятия из-за ротации рабочих мест; большая удовлетворенность трудом; снижение текучести кадров; сокращение потерь рабочего времени; рост производительности труда и качества оказываемых услуг.

Кроме этого, с целью повышения производительности труда предлагается ввести систему премирования для рабочих за выполнение и перевыполнение объема продаж. Шкала премирования представлена в таблице 1.

Таблица 1

Шкала премирования по выполнению плана продаж

Выполнение плана продаж, %	Премия, % от оклада
Меньше 70	0
70-80	5
80,1-90	15
90,1-100	25
100,1-115	35-50

В-третьих, успешное осуществление индивидуализации оплаты труда требует совершенствования методов оценки труда для достаточной мотивации работника и установления определенного соотношения между постоянной и переменной частями заработной платы с учетом «психологического порога», ниже которого заработная плата утрачивает свою стимулирующую роль и не воспринимается как адекватное вознаграждение за труд.

Наилучший эффект, как показывает опыт, достигается там, где надбавка к заработной плате составляет не менее 1/7 заработной платы, что составляет 14,3%. Хотя это и не является общим правилом, однако, например, большинство французских предприятий придерживается именно такой системы [2].

С учетом изученного мирового опыта в области организации труда, представляется целесообразным на исследуемом предприятии увеличение размеров выплачиваемых премий работникам. При этом величина выплачиваемых премий для всех категорий работников должна составлять не менее 15%.

Безусловно, предложенные мероприятия дадут возможность обеспечить взаимосвязь между уровнем заработной платы, производительностью

труда и эффективностью производства, а каждый работник предприятия будет иметь возможность получать более высокую зарплату в соответствии с результативностью труда

#### Библиографический список

1. Пашуто, В. П. Организация, нормирование и оплата труда на предприятии : Учебно-практическое пособие / В. П. Пашуто. – Москва: Кнорус, 2017. – 318 с.
2. Волгин, Н. А. Оплатат труда: японский опыт и российская практика : Учебное пособие / Н. А. Волгин, О. Н. Волгина. – Москва: Дашков и К, 2015. – 506 с.

### **Социальные конфликты и их регулирование в процессе освоения циркумполярного региона**

*Ткачева Н.А., Плюхина О.Е.*

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

Стремительный рост интереса к ресурсному потенциалу Арктической зоны и новый этап интенсивного освоения этих территорий привели к обострению целого ряда проблем и противоречий политического, экономического, экологического и социального характера. Необходимость их преодоления осознается не только государствами – Российской Федерацией, Соединенными Штатами Америки, Канадой, Данией и Норвегией, между которыми Арктика разделена на пять секторов в соответствии с юридическими договоренностями прошлого столетия. Международная общественность, ученые, представители органов власти обеспокоены сохранением климата и природного своеобразия циркумполярного региона.

Для изучения перспектив, а также возможных негативных последствий активного освоения циркумполярных территорий создано свыше 500 различных организаций, в том числе Международная арктическая ассоциация социальных наук. Активное участие в их деятельности, в реализации проектов, направленных на изучение Арктики, принимают ученые Тюменского индустриального университета, исследователи которого осознают, что интенсивные изыскания, работы и планы использования северной зоны нередко вступают в противоречие с ценностями и потребностями местного населения, прежде всего, коренных малочисленных народов Севера.

Особенно отчетливо это проявляется в Ямало-Ненецком автономном округе, имеющем, с одной стороны, большое значение для экономики страны и играющем ведущую роль в социально-экономическом развитии российских арктических регионов, с другой, занимая территорию в 750 тыс. кв. км, он обладает численностью населения немногим более 500 тыс.



человек. Низкая плотность населения, суровые условия проживания и жизнедеятельности не только снижают возможности комплексного освоения региона, но и создают иллюзию «незанятости» территории.

Действительно, в регионе преобладает разреженное и очаговое освоение, требующее в новых условиях сохранения и развития функционирующей сети опорных поселений и коммуникаций. Такой подход соответствует интересам государства и отражает мнение жителей ЯНАО [1, с.619]. Представление о том, что стационарное освоение северных территорий бесперспективно, опровергает группа американских исследователей под руководством Дж. Сакса, обративших внимание на факт улучшения целого ряда социально-экономических показателей – размера ВВП на душу населения, уровня заработной платы населения – при продвижении к северу. Так, самые высокие значения показателей наблюдаются у самых северных стран или регионов [2].

В то же время именно для северных территорий характерна высокая миграционная подвижность населения, связанная, во-первых, с традиционным перемещением коренных малочисленных народов Севера из-за специфики хозяйственной деятельности; во-вторых, с использованием в ЯНАО значительного числа трудовых ресурсов на основе вахтового метода; в-третьих, с прибытием значительного числа иммигрантов в поисках «лучшей жизни», в том числе из стран постсоветского пространства. Индустриальное освоение северного региона и горизонтальная мобильность населения привели к конфликтности взаимодействия промышленных компаний и вновь прибывших с автохтонным населением [3, p.124].

В сложившейся ситуации возрастающее значение приобретают институциональные факторы, определяющие взаимодействие всех заинтересованных сторон: коренных малочисленных народов Севера, старожилов, мигрантов, представителей промышленного сектора и органов региональной власти и местного самоуправления. Представляется, что именно институциональный подход к управлению потенциальным и реальным конфликтным взаимодействием всех заинтересованных сторон позволит определить, понять и принять некие правила (формальные и неформальные), регулирующие повседневную жизнедеятельность северян.

Институционализация, как процесс упорядочения, формализации и стандартизации общественных отношений и норм взаимодействия, формируется прежде всего на основе социальных потребностей индивидов и социальных групп, вызывающих необходимость совместной деятельности, направленной на их удовлетворение [4, p.84]. Это, в свою очередь, способствует интеграции ценностей и норм в достаточно устойчивую систему, определяющую сходное поведение людей в процессе совместной деятельности, обеспечивая стабильность и устойчивое развитие региона.

Поскольку региональные конфликты возникают и регулируются в институциональной среде, складывающейся из множества взаимодейству-

ющих институтов – формальных и неформальных, традиционных и инновационных, то желателен переход от конкуренции к взаимовыгодному симбиозу, приводящему к появлению новых форм отношений в различных сферах жизнедеятельности отдельных индивидов и социальных групп.

Ведущую роль в институционализации отношений призваны играть представители органов власти и общественных организаций, действия которых, направленные на достижение бесконфликтного взаимодействия, включают:

- поиск и получение объективной информации о том, что все участники общественного процесса взаимодействуют на основе общих правил;
- переговоры о форме и содержании нормативного соглашения между участниками взаимодействия;
- принятие и юридическое оформление решений;
- контроль за соблюдением договорных отношений и введение санкций за их нарушение.

Несмотря на то, что выработка четких процедур управления конфликтным взаимодействием представляет собой длительный, сложный и противоречивый процесс, именно опора на процедурное регулирование социальных конфликтов отличается наибольшей результативностью, поскольку отличается наименьшей степенью принуждения.

Таким образом, способность снизить конфликтность нового этапа освоения Арктики будет способствовать высокой степени адаптации коренного и прибывающего населения к переменам, росту устойчивости коренных малочисленных народов Севера к воздействию, способности отстаивать свои интересы и сохранять специфику территории, поддерживая и репродуцируя экзистенциальные основы существования населения арктической зоны.

#### Библиографический список

1. Ткачева, Н. А. Миграция и проблемы сохранения традиционного образа жизни коренных малочисленных народов Севера / Н. А. Ткачева // Природопользование в Арктике: современное состояние и перспективы развития: сб. мат. I Междунар. науч.-практ. конф. – Якутск, 2015. – С. 618-627.
2. Gallup, J. L. Geography and Economic Development / J. D. Sachs, A. D. Mellenger // International Regional Science Review. – 1999. – Vol. 22 – № 2. – P. 179-232.
3. Silin, A. N. Formation of Human Resources in the Process of Circumpolar Region Development / N. A. Tkacheva // International Journal of Economics and Financial Issues. – 2015. – № 5. – P. 121-127.
4. Conflicts and Development: an introduction to methodology and research methods / A. Gunya [et al.], Nalchik: KBGU. – 2013. – 172 p.

## Моделирование формирования рыночной инфраструктуры в труднодоступных нефтегазоносных районах

Шабатура Л.Н., Гаджиев М.Д.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Возрастающий интерес к теме моделирования был определен тем смыслом, который этот метод и процесс приобрел в современной науке и практике. Более всего это касается экономики и управления, обеспечения их наивысшей эффективности в современных условиях. Формирование рыночной инфраструктуры является в свою очередь непременным условием освоения труднодоступных районов и эффективного функционирования региональной экономики. Освоение таких труднодоступных нефтегазоносных районов обуславливается необходимостью учета целого ряда значительных факторов и причин, неоднозначных по характеру, содержанию и приоритетам.

Понятие «модель» возникло в процессе опытного изучения мира. Изначально модели активно применялись в инженерии, потом произошла полная тотализация. На моделях изучали течение различных потоков при строительстве плавательных средств, инженерных сооружений. На сегодняшний день моделирование является одним из универсальных методов познания, применяемых во всех современных науках. Моделирование (франц. *modele* — образец, прообраз) — это метод изучения объектов при помощи создания и исследования их моделей; построение и изучение моделей реально существующих предметов, создание прототипов, процессов или явлений с целью получения объяснений этих явлений, а также для прогнозируемых будущих их качественных и количественных состояний, интересующих исследователя. Как и метод исследования, моделирование используется не только в научной, но и в других сферах человеческой деятельности.

Разделяют знаковые и вещественные модели. Современная наука с целью прогнозирования свойств предметов все больше склоняется к знаковым моделям, т. е. к концепциям логических либо математических знаков (символов). К примеру, если создать систему уравнений, выражающую взаимосвязи, явления, характерные для какой-нибудь финансовой системы — компании, сферы индустрии, в таком случае это и станет знаковая (математическая) модель этой системы. Знаковые модели иногда понимаются наиболее обширно, к ним причисляют, как системы уравнений, так и графические схемы, либо каким-нибудь способом выстроенное словесное представление предмета. К *вещественным* моделям можно отнести модели, которые воспроизводят геометрические и физические свойства предметов. Это выполняемые из различных материалов макеты, которые мы встречаем в повседневной жизни: в

лабораториях, музеях, в быту т. п. Обширно применяются аналогичные модели с целью исследования различных физических процессов (с их помощью изучаются различные явления в аэродинамике и др.).

Особое внимание необходимо обратить на историю и эволюцию процесса моделирования и выделить стадии-этапы его становления и развития.

Моделирование зародилось еще в античности и продолжало развиваться в средние века, где большую роль сыграл всем известный Леонардо да Винчи. А спустя более чем три сотни лет, величайший российский полководец, один из основоположников русского военного искусства, национальный герой России А.В. Суворов перед битвой за крепость Измаил обучал воинов на модели измаильской крепостной стены, которая специально была построена в тылу. Известный механик, наш соотечественник И.П. Кулибин – создатель уникальной модели деревянного одноарочного моста через реку Неву, стал автором целой серии других моделей, получивших положительные отзывы академиков Л. Эйлера и Д. Бернулли, и до сих пор своими творениями вдохновляющий изобретателей и инженеров.

На первых стадиях эволюционного процесса речь идет о естественном описании наблюдателем своего восприятия над имеющимися объектами. На первых этапах эволюции речь идет о феноменологическом наблюдении над существующими объектами, которым присуще простота описаний, небольшая размерность и т.д.

На следующей стадии произошла группировка данных моделей в информационно-технологические комплексы для работы с существующими компаниями, организациями и отраслями[1]. Меняется значение не только количественной стороны дела. Возникают все новые в адекватности модели. И, в конце концов, сложно не оценить, что сегодня наступил переход к новым моделям, а именно к моделям виртуального мира. Виртуальное моделирование – это создание трехмерного изображения мира программными продуктами. Резко растет доля обрабатываемой и воспроизводимой информации.

Третья стадия моделирования связана с моделированием целостных систем – отраслей, компаний, организаций и территорий, с особыми условиями.

Иллюстрировать процесс эволюции моделей можно на многих различных дисциплинарных примерах. В небесной механике, произошел переходный процесс модели солнечной системы Птолемея к системной модели Коперника (в дальнейшем усовершенствованная Кеплером), а после к новым моделям. В 1899 г. Франк предложил модель резервуара для того чтобы описать процесс артериальной части большого круга кровообращения и это являлось первым поколением моделей в биомедицине. Большое число моделей физиологических процессов обосновали приход второго поколения моделей[2]. Это системные модели процессов жизнедеятельности, которые использовались для изучения процессов управления искус-

ственными органами. Совершенствование тренажерных моделей описывает начало третьей стадии. Данная ситуация наблюдается и в области управления технологическими процессами.

Условно моделирование можно разделить на следующие этапы:

1 этап: постановка задачи, которая состоит из описания проблемы и определения цели моделирования.

Задачи могут делиться на две категории. К первой категории, можно отнести задачи, которые имеют исследовательский характер, позволяющий выявить характеристики объекта после воздействия на него и отвечают на вопрос «что будет если...?». В автомобилестроении, например, что будет, если увеличить массу автомобиля? Что будет, если перенести центр тяжести на заднюю часть автомобиля. Вторая категория задач применяется, когда необходимо вычислить значение воздействия, оказываемое на объект, с учетом того, чтобы эти значения удовлетворяли определенным заданным условиям и отвечают на вопрос «как сделать, чтобы...?» Например, какую необходимо приложить нагрузку на тормозной диск колеса, чтобы остановить автомобиль.

Определяя цель моделирования необходимо выявить существенные характеристики. При различных целях моделирования для одного и того же объекта значимыми будут считаться различные свойства [3]. К примеру, если создавать модель автомобиля для участия в соревнованиях между моделями транспортных средств, то интерес будет прикован к ее динамическим характеристикам, т.е. необходимо решать задачу «как сделать, чтобы...?». А тех, кто на автомобиле собирается в путешествие, кроме этих параметров, будет интересоваться, внутреннее оснащение, эргономичность, комфортабельность и т. п. Для инженера автомобиля, создающего 3D модель для проверки прочности конструкции в сложных рельефных условиях, моделью является измененное изображение транспортного средства и расчетные данные на дисплее монитора при изменении значений входных данных. В этом случае решаем задачу «что будет, если...?».

Все это позволяет четко определить, какие значения являются исходными, что необходимо получить на выходе и какими характеристиками объекта можно пренебречь. Иными словами, строится словесная модель задачи.

2 этап: формализация. Это этап создания формализованной модели, которая записана на каком-либо формальном языке.

3 этап: разработка моделей. Разработка начинается в компьютерной среде с подбором необходимого инструмента моделирования, иными словами, программный комплекс, в котором будет реализовываться созданная или исследуемая модель. От подбора инструмента зависит поэтапность создания компьютерной модели и вид ее представления. В среде компьютерного моделирования это программа, написанная на соответствующем языке. В программных средах это алгоритм технологических решений, приводящих к решению поставленных задач в заранее смодели-

рованных условиях. При этом необходимо предварительно изучить и тщательно проанализировать макро и мезо условия, определить динамику их изменения, спрогнозировать объемы, соотношение отдельных элементов и структур, учесть преобразования в макросистеме рыночных отношений и реформирование методов и направлений в мезоэкономических процессах. Для анализа процессов формирования рыночной инфраструктуры следует учитывать достаточно обобщенные универсальные закономерности, а также степень их проявления в конкретных региональных условиях. Также целесообразно обращать внимание на действие противоречивых тенденций в части инерционных старых экономических связей и отношений, традиционную ментальность, сохраняющиеся номенклатурные и не формальные связи и другие реалии, негативно влияющие на динамические качественные преобразования.

Функциональное значение моделирования рыночной инфраструктуры заключается в сформированной структуре экономических отношений, складывающихся в сфере производства и потребления, снабженческо-сбытовых, сервисных, логистических, экспедиционно - транспортных, рекламно-информационных и многих других видов услуг, а также может охватывать распределение и перераспределение сырьевых, материальных, трудовых и финансовых ресурсов и доходов.

Таким образом, моделирование рыночной инфраструктуры обеспечивает эффективный кругооборот сырьевых, материальных, товарных и финансовых потоков, что «устраняет неопределенность и утверждает прозрачность, системность, непрерывность, оптимальность и комплексность», рационализирует затраты и снижает транзакционные расходы, « гарантирует сбалансированность и устойчивое развитие» [4] региональной, а затем и национальной экономики. «Появление концепции «устойчивого развития» в 1987 году было связано с деятельностью Международной комиссии по окружающей среде и развитию при ООН. Комиссией впервые было подчеркнуто, что «... устойчивое развитие представляет собой не неизменное состояние гармонии, а, скорее, процесс изменений, в котором масштабы эксплуатации ресурсов, направление капиталовложений, ориентация технического развития и институциональные изменения согласуются с нынешними и будущими потребностями»[5]. Концепция содержит разумную альтернативу прежнему характеру развития и освоения территорий.

#### Библиографический список

1. Штофф, В.А. Моделирование и философия / В.А. Штофф. – Москва: Наука, 1966.
2. Моисеев, Н. Н. Человек и биосфера: Опыт систем, анализа и эксперименты с моделями / Н. Н. Моисеев. – Москва: Наука, 1985. – 271 с.
3. Поляков, К. Преподавание, наука и жизнь. Имитационное моделирование: Теория и технологии / К. Поляков, Ю. И. Рыжиков. – Альтекс, 2004.

4. Бауэр, Н. В. Культура и традиция в ландшафтном проектировании городской среды / Н. В. Бауэр, Л. Н. Шабатура // Ценности и смыслы. 2014. – № 2 (30). – С. 155-161.

5. Бауэр, Н. В. Культура формирования устойчивой городской среды / Н. В. Бауэр, Л. Н. Шабатура // Вестник Ишимского государственного педагогического института им. П. П. Ершова. – 2013. – № 3 (9).

### **Освоение углеводородных ресурсов полуострова Ямал в современных условиях**

*Щипанов П.А., Шубина А.В., Колева Г.Ю.*

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

Тенденции развития российской Арктики в начале XXI века требуют выработки принципиально новых подходов по освоению северных территорий. В частности, «Стратегия развития Арктической зоны Российской Федерации и обеспечения национальной безопасности на период до 2020 года» [1], (от 2013 года), предусматривает реализацию комплексных проектов по формированию резервного фонда месторождений в Арктической зоне (АЗ) РФ. Эти проекты призваны гарантировать энергетическую безопасность страны и устойчивое развитие ТЭК в долгосрочной перспективе, в период замещения падающей добычи в районах традиционного освоения после 2020 года.

Полуостров Ямал – арктическая зона РФ, наиболее перспективная в нефтегазовом отношении территория. Является частью крупнейшего в мире Западно-Сибирского осадочного мегабассейна, арктическая часть которого представлена преимущественно газовыми залежами [2]. Ямал занимает в его структуре особое место: здесь сосредоточено 20 % запасов российского газа, открыто 11 газовых и 15 нефтегазоконденсатных месторождений, общие доказанные запасы которых оцениваются в 16 трлн. м<sup>3</sup> газа, жидких углеводородов – более 500 млн. т. Площадная и глубинная изученность разреза осадочного чехла полуострова составляет порядка 60-65% [3]. Основными операторами по освоению недр полуострова являются «Газпром», «Газпромнефть», «НОВАТЭК».

В 2002 г. «Газпром» объявил о том, что освоение месторождений Ямала является его первоочередной стратегической задачей и совместно с правительством Ямало-Ненецкого автономного округа по поручению Президента и Правительства РФ разработал «Программу комплексного промышленного освоения месторождений полуострова Ямал» [3,4]. Рассмотрим основные мероприятия начального этапа промышленного освоения: 1) Пуск в эксплуатацию в 2012 г. крупнейшего Бованенковского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ), с начальными запасами газа в 4,9 трлн. т. и суммарной производительностью - 115

млрд. м<sup>3</sup> газа в год. Здесь впервые в России используется единая система разработки сеноманских и апт-альбских залежей; 2) Строительство уникальной (в 2010 г. – пуск в эксплуатацию), самой северной железной дороги «Обская – Бованенково - Карская» (572 км), которая обеспечивает круглогодичную связь с материком. Эта транспортная артерия – часть проекта по Строительству северного широтного хода, который соединит месторождения Заполярья с материком; 3) С 2012 г. газ с Бованенково транспортируется трубопроводом «Бованенково — Ухта», в 2015 году шло расширение транспортного коридора «Бованенково – Ухта-2» по доставке газа с полуострова Ямал в центральные и западные районы России в Единую систему газоснабжения по газопроводам нового поколения под давлением 11,8 МПа (120 атм); 4) В июле 2018 г. принято решение о начале полномасштабного освоения Харасавейского ГКМ в 2019 году. Оно расположено севернее Бованенковского, преимущественно на суше полуострова и частично — в акватории Карского моря. Согласно проекту, в первую очередь будут разрабатываться сеноман-аптские залежи (начало добычи газа запланировано на 2023 г.) с проектным уровнем добычи — 32 млрд м<sup>3</sup> газа в год.

Активно осваиваются ресурсы Новопортовского НГКМ с 2014 г. компанией «Газпромнефть – Ямал». Месторождение открыто самым первым на Ямале – в 1964 г. Его извлекаемые запасы составляют более 250 млн т нефти и конденсата, а также более 320 млрд м<sup>3</sup> газа. Эффективность добычи высококачественной малосернистой нефти достигается за счет использования современных технологий: строительства горизонтальных и многоствольных скважин, проведения многостадийного гидроразрыва пласта. В 2016 г. введен в строй нефтеналивной терминал «Ворота Арктики», с него идёт отгрузка нефти в Северную Европу. С 2015 г. на нефть действует льготная экспортная пошлина. Добытый газ, согласно проекту, будет проходить подготовку на УКПГ, после чего доставляться в систему магистральных газопроводов, а часть — закачиваться в пласт [4].

Серьёзные шаги в освоении УВ ресурсов полуострова Ямал делает компания «НОВАТЭК»: осуществлено строительство и запуск в декабре 2017 г. первой очереди, а в августе 2018 г. – второй очереди завода «Ямал – СПГ». Оператор проекта - ОАО «Ямал СПГ» - совместное предприятие ОАО «НОВАТЭК» (50,1%), концерна TOTAL (20%) и Китайской Национальной Нефтегазовой Корпорации (20%) и Фонда Шелкового пути (9,9%). Газ, добываемый на Южно-Тамбейском месторождении, доставляется на международный рынок в форме СПГ, для чего построен завод по сжижению газа, состоящий из трех технологических линий производительностью 5,5 млн. т СПГ в год каждая. Уникальное расположение полуострова Ямал открывает возможности для гибкой и конкурентоспособной логистической модели, позволяя производить круглогодичные поставки СПГ на азиатские рынки, рынки Тихого и Атлантического океанов, а также в Европу и Южную Америку.



Согласно распоряжению Правительства РФ N 1713-р от 11 октября 2010 г. «Ямал СПГ» освобождается от уплаты налоговых пошлин на ввоз оборудования, не имеющего аналогов в РФ, установлены нулевые ставки налоговых пошлин на вывоз СПГ и стабильного газового конденсата. Предполагается освобождение природного газа, предназначенного для сжижения, от налога на добычу полезных ископаемых на 10 лет [5].

Реализация рассмотренных проектов в Арктике имеет множество специфических особенностей, из-за которых этот процесс откладывался на десятилетия. Так, освоение углеводородных ресурсов Ямала осложнено рядом факторов. Природно-климатические: повсеместное распространение многолетнемерзлых пород; значительная обводненность, заболоченность территорий. Вследствие чего, регион обладает слабой восприимчивостью к техногенным нагрузкам. Экономические: отсутствие инфраструктуры, падение цен на УВ-ресурсы. Геополитические: задача рационального использования природных ресурсов осложняется введенными США и ЕС санкциями. В частности, в октябре 2017 г. предписан запрет на поставки российским компаниям товаров, услуг и технологий, использующихся при разведке и добыче в арктической зоне [6]. Таким образом, условия региона требуют кардинально новых подходов и инженерных решений, которые могут быть реализованы в рамках международного сотрудничества (проект «Ямал-СПГ»), в рамках кооперации с другими регионами РФ (использование отечественного оборудования) при поддержке государства. Период освоения Арктики методами разработки изолированных месторождений сменяется концепцией комплексного освоения территорий в соответствии с долгосрочными национальными программами.

#### Библиографический список

1. Стратегия развития Арктической зоны Российской Федерации и обеспечения национальной безопасности на период до 2020 года [Электронный ресурс] // Правительство РФ. – Режим доступа: <http://static.government.ru/media/files/2RpSA3sctElhAGn4RN9dHrtzk0A3wZm8.pdf>.
2. Скоробогатов, В. А. Изучение и освоение углеводородного потенциала недр Западно-Сибирского осадочного мегабассейна: итоги и перспективы / В. А. Скоробогатов // Научно-технический сборник «Вести газовой науки». – 2014 – № 3(19). – С. 8-26.
3. Люгай, Д. В. Концептуальные основы стратегии развития минерально-сырьевой базы газовой промышленности России и ПАО «Газпром» до 2050 года / Д. В. Люгай, В. А. Скоробогатов // Научно-технический сборник «Вести газовой науки». – 2016. – № 1(25) – С. 4-15.
4. Мегaproект «Ямал» [Электронный ресурс] // ПАО «Газпром». – Режим доступа: <http://www.gazprom.ru/about/production/projects/mega-yamal/>:

5. Савунов, К. В. История развития и перспективы российского проекта по сжижению природного газа «Ямал СПГ» / К. В. Савунов // Нефть, газ и бизнес. – 2012. – № 7. – С. 21-23.

6. Козьменко, С. Ю. Современные проблемы и перспективы развития арктического газопромышленного комплекса / С. Ю. Козьменко, С. В. Селина. – Мурманск: Апатиты, 2017. – 228 с.

Научное издание

**ГЕОЛОГИЯ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ  
ЗАПАДНО-СИБИРСКОГО МЕГАБАССЕЙНА  
(ОПЫТ, ИННОВАЦИИ)**

*Геология, гидрогеология и геокриология*

*Бурение и разработка нефтяных и газовых месторождений*

*Строительство и обустройство нефтегазопромыслов*

*Информационные технологии в нефтегазовой отрасли и геологии*

*Техносферная безопасность в нефтегазодобывающей отрасли*

*Современные материалы, конструкции и технологии*

*Социально-экономические проблемы освоения регионов  
со сложными климатическими условиями*

Дизайн обложки А. В. Клеменко

Составитель А. В. Куликов

*В авторской редакции*

Подписано в печать 04.04.2019. Формат 60х90 1/16. Усл. печ. л. 15,68.

Тираж 500 экз. Заказ № 1472.

Библиотечно-издательский комплекс  
федерального государственного бюджетного образовательного  
учреждения высшего образования  
«Тюменский индустриальный университет».  
625000, Тюмень, ул. Володарского, 38.

Типография библиотечно-издательского комплекса.  
625039, Тюмень, ул. Киевская, 52.