

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

## **НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ – НЕФТЕГАЗОВОМУ РЕГИОНУ**

*Материалы  
Международной научно-практической конференции  
студентов, аспирантов и молодых ученых*

Том I

*Геология, поиск и разведка нефтяных, газовых и других месторождений  
полезных ископаемых, гидрогеология, инженерная геология.  
Кадастр природных ресурсов*

*Нефтехимия и технология переработки нефти и газа*

*Нефтегазовое дело*

Тюмень  
ТИУ  
2019

УДК 622.3+550.8+655.6  
ББК 33.36+35.514  
Н766

Ответственный редактор  
кандидат технических наук, доцент П. В. Евтин

Редакционная коллегия:  
Д. В. Пяльченков (зам. ответственного редактора),  
И. П. Попов, А. Л. Савченко, С. Ф. Мулявин

Н766 **Новые технологии – нефтегазовому региону** : материалы  
Международной научно-практической конференции: Т. 1 / отв.  
ред. П. В. Евтин. – Тюмень : ТИУ, 2019. – 274 с. – Текст :  
непосредственный.

ISBN 978-5-9961- 2163-2 (*т. 1*)

ISBN 978-5-9961- 2162-5 (*общ.*)

В издании опубликованы статьи и доклады, представленные на Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых, в которых изложены результаты исследовательских и опытно-конструкторских работ по широкому кругу вопросов.

В состав первого тома вошли материалы работы секций: «Геология, поиск и разведка нефтяных, газовых и других месторождений полезных ископаемых, гидрогеология, инженерная геология. Кадастр природных ресурсов», «Нефтехимия и технология переработки нефти и газа», «Нефтегазовое дело».

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- 2163-2 (*т. 1*)  
ISBN 978-5-9961- 2162-5 (*общ.*)

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

## СОДЕРЖАНИЕ

<b>СЕКЦИЯ «Геология, поиск и разведка нефтяных, газовых и других месторождений полезных ископаемых, гидрогеология, инженерная геология. Кадастр природных ресурсов».....</b>	<b>12</b>
<b>Учет зоны аномального развития баженовской свиты с целью геометризации восточной залежи пласта ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup> Нонг-Еганского месторождения.....</b>	<b>12</b>
<i>Акчурин И.О., Буханов Д.А.</i>	
Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени, г. Тюмень	
<b>Уточнение геологического строения пластов Ач и ЮВ<sub>1</sub> Локосовского месторождения.....</b>	<b>15</b>
<i>Аржиловская Е.А., Плешакова И.А., Панина Е.В.</i>	
Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени, г. Тюмень	
<b>Изучение вещественного состава ассельско-сакмарских отложений нижней перми Ново-Сарутаюского месторождения.....</b>	<b>18</b>
<i>Валиуллина Ч.А.</i>	
Казанский (Приволжский) федеральный университет, г. Казань	
<b>Моделирование строительства нефтяных и газовых скважин в процессе инжиниринга строительства скважин.....</b>	<b>21</b>
<i>Вингоренко А.Н., Кондратьев Н.Ю., Арясова Д.В.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
<b>Глубокопроникающая сверлящая перфорация как эффективный метод вторичного вскрытия пласта малой мощности.....</b>	<b>23</b>
<i>Галицин И.В.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
<b>Анализ работы газосборных коллекторов в условиях повышенного выноса пластовой и конденсационной воды. ....</b>	<b>26</b>
<i>Гусейнов Э.Б., Юрьев И.Н., Юрьев А.Н.</i>	
ООО «Газпром Добыча Уренгой», г. Новый Уренгой	
<b>Зависимость максимального размера сквозных пор от типа и толщины пористых материалов.....</b>	<b>29</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>Перспективы использования мезозойских подземных вод северной части Западно-Сибирского мегабассейна. ....</b>	<b>32</b>
<i>Лазутин Н.К.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
<b>Формирование устойчивого развития Нефтеюганского района на основе исследования ландшафтно-экологической составляющей.....</b>	<b>35</b>
<i>Пайвина Д.Д.</i>	
МКУ «Управление градостроительного планирования», г. Тюмень	
<b>Ранжирование фонда структур бассейнов, осложненных траппами на основе оценки геологических рисков.....</b>	<b>38</b>
<i>Полищук А.В.</i>	
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень	

<b>Исследование прочностных характеристик тампонажного камня с добавлением фибры .....</b>	<b>40</b>
<i>Рожков С.Ю.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
<b>Оценка эффективности проведения обработки призабойной зоны пластов ачимовской толщи на месторождении Западной Сибири.....</b>	<b>42</b>
<i>Садриева С.М.</i>	
Казанский (Приволжский) федеральный университет, г. Казань	
<b>Литологическая типизация разреза для оценки ресурсов в отложениях баженовской свиты Имилорского месторождения.....</b>	<b>44</b>
<i>Сивкова А.В., Долматова С.С.</i>	
ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени	
<b>Методика расчета закачки и отбора газа в подземное хранилище линейного типа .....</b>	<b>47</b>
<i>Старшинов Л.С., Старшинова П.В.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
<b>Комплексирование геофизических методов с целью актуализации геологической модели.....</b>	<b>49</b>
<i>Степанова М.А.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
<b>Защита магистральных газо- и нефтепроводов на переходах через железнодорожные пути .....</b>	<b>52</b>
<i>Теплякова К.М.</i>	
Многопрофильный колледж ТИУ, г. Тюмень	
<b>Моделирование свойств пластовой воды на месторождениях с высокой минерализацией.....</b>	<b>55</b>
<i>Токмакова П.Г.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
<b>Показатели работы новых долот компании Baker Hughes на Колвинском месторождении .....</b>	<b>58</b>
<i>Чавчанидзе Т.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
<b>СЕКЦИЯ «Нефтехимия и технология переработки нефти и газа».....</b>	<b>61</b>
<b>Совершенствование установки АВТ .....</b>	<b>61</b>
<i>Белозеров М.Е., Мозырев А.Г.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
<b>Увеличение ресурса эксплуатации основного оборудования установки подготовки нефти.....</b>	<b>62</b>
<i>Белоногов Е.А., Мозырев А.Г.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
<b>Повышение производительности электродегидратора .....</b>	<b>65</b>
<i>Бердников П.А.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
<b>Анализ энергосберегающих подходов в процессах подготовки и переработки попутного нефтяного газа.....</b>	<b>68</b>
<i>Богодухова О.В., Таранова Л.В.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	



<b>К вопросу исследование растворимости парафина в нефти с высокой температурой застывания</b> .....	<b>70</b>
<i>Боранбаева А.Н.</i>	
Каспийский государственный университет имени Ш.Есенова, г.Актау	
<b>Модернизация реактора парового риформинга производства водорода</b> .....	<b>72</b>
<i>Бочина А.А.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
<b>Эффективность процессов демеркаптанализации сжиженных газов с применением гомогенных и гетерогенных катализаторов</b> .....	<b>74</b>
<i>Валицкий А.А., Глазунов А.М.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
<b>Совершенствование теплообменного оборудования</b> .....	<b>77</b>
<i>Гололобов В.В., Землянский Е.О.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
<b>Катализаторы для синтеза Фишера-Тропша</b> .....	<b>78</b>
<i>Джафаров О.Р.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
<b>Улучшение степени осушки газа на газоперерабатывающих предприятиях</b> .....	<b>81</b>
<i>Елфимова М.Ю., Зарипова Д.М., Землянский Е.О.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
<b>Внедрение бесфталатных пластификаторов</b> .....	<b>82</b>
<i>Заречнева В.Д.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
<b>Оптимизация работы установок подготовки нефти</b> .....	<b>84</b>
<i>Казанцева А.М.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
<b>Повышение качества товарной нефти, за счет снижения содержания парафина в нефти</b> .....	<b>86</b>
<i>Картамышева В.С.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
<b>Перспектива производства игольчатого кокса в России</b> .....	<b>87</b>
<i>Колесниченко С.В.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
<b>Повышение энергоэффективности компрессорной станции</b> .....	<b>90</b>
<i>Кривоногов М.А., Таранова Л.В.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
<b>Инновационные технологии в сфере автоматизированного управления технологическими процессами</b> .....	<b>92</b>
<i>Крячков А.С., Глазунов А.М.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
<b>Модернизация и оптимизация установок подготовки нефти</b> .....	<b>93</b>
<i>Лялин Д.В., Землянский Е.О.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
<b>Методы борьбы с парафиноотложениями при транспортировке и подготовки нефти</b> .....	<b>95</b>
<i>Мацюк А.С.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	

<b>Пути энергосбережения и рационального использования тепла в нефтегазовой отрасли .....</b>	<b>97</b>
<i>Михайлова А.Е., Таранова Л.В.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
<b>Инновационные технологии производства в нефтегазовой промышленности.....</b>	<b>99</b>
<i>Мусина Н.Ю.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
<b>Повышение эффективности утилизации попутного нефтяного газа .....</b>	<b>100</b>
<i>Обчаренко И.Н.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
<b>Особенности автоматизации промышленных объектов по переработке высоковязких нефтей .....</b>	<b>101</b>
<i>Олейник А.А.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
<b>Оптимизация работы установки предварительной подготовки газа с целью улучшения качества сдаваемого газа.....</b>	<b>103</b>
<i>Павлов А.С.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
<b>Увеличение выхода ШФЛУ установки переработки нефтяного газа.....</b>	<b>104</b>
<i>Падерин Е.В., Глазунов А.М.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
<b>Получение низкозастывающих ультранизкосернистых дизельных топлив .....</b>	<b>106</b>
<i>Симаков С.Е.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
<b>Анализ применения многокомпонентных присадок в растворах гликоля на газовых промыслах Уренгойского месторождения.....</b>	<b>108</b>
<i>Спирин А.С.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
<b>Исследование величины кавитационного запаса и способы предупреждения кавитации .....</b>	<b>109</b>
<i>Стебеков Д.С., Мозырев А.Г.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
<b>Анализ нарушения эксплуатации оборудования нефтегазопереработки.....</b>	<b>112</b>
<i>Хамидулина Д.С., Мозырев А.Г.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
<b>Ресурсосбережение на установке подготовки нефти.....</b>	<b>114</b>
<i>Харитонова Д.В. Мозырев А.Г.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
<b>Цифровые решения и эффективность производства.....</b>	<b>116</b>
<i>Хорьков А.А., Сафин Н.С.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень.	
<b>СЕКЦИЯ «Нефтегазовое дело» .....</b>	<b>119</b>
<b>Существующие способы обеспечения стабильной работы газовых скважин с большим водным фактором.....</b>	<b>119</b>
<i>Алейников А.В., Белослудцев И.А.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
<b>Оптимизация гидравлики на долоте с помощью понятий гидравлической мощности и силы воздействия потока на забой.....</b>	<b>122</b>
<i>Аль хайти М. А.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	

<b>Аналитические и статистические методы оценки взаимовлияния скважин .....</b>	<b>124</b>
<i>Анаприенко Е.В., Жукова Е.М.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
<b>Преимущества и недостатки технологии внутрислоевого горения .....</b>	<b>126</b>
<i>Балин И.В.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
<b>Разработка технологии заканчивания скважины с горизонтальным окончанием .....</b>	<b>129</b>
<i>Богданов Ф.В.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
<b>Разработка технологии изоляции притока пластовых вод в необсаженном горизонтальном участке ствола нефтедобывающей скважины.....</b>	<b>130</b>
<i>Васильев А.В.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
<b>Оценка эффективности использования пропантов при проведении гидравлического разрыва пласта .....</b>	<b>132</b>
<i>Верисокин А.Е.</i>	
Северо-Кавказский федеральный университет, г. Ставрополь	
<b>Оценка массообменных свойств колонны-десорбера К-1.2 на технологической нитке №2 на УКПГ-22 .....</b>	<b>135</b>
<i>Газдиев А.И., Келигов М-Б.С.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
<b>Совершенствование методов интерпретации результатов гидродинамических исследований скважин .....</b>	<b>137</b>
<i>Галиев Б.И.</i>	
Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа	
<b>Усовершенствование конструкций гидромеханического демпфирующего устройства ДГМ-240 .....</b>	<b>139</b>
<i>Гаркин А.С.</i>	
Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа	
<b>Применение дожимных ЭЦН для увеличения приёмистости скважин ППД.....</b>	<b>142</b>
<i>Гасымов Э.А.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Нижневартовск	
<b>Расчеты технологических параметров работы скважины при эксплуатации УЭЦН .....</b>	<b>144</b>
<i>Герцен А.В.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
<b>Разработка технологии разработки залежи с высоковязкой нефтью .....</b>	<b>146</b>
<i>Голозубенко Е.С., Мансурова М.М.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
<b>Анализ эффективности использования противотурбулентных присадок для обеспечения технологических параметров .....</b>	<b>149</b>
<i>Добровинский Д.Л., Фудашкина М.В.</i>	
Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени, г. Тюмень	
<b>Разработка технологии снижения обводненности горизонтального участка ствола нефтедобывающей скважины.....</b>	<b>152</b>
<i>Дугбее Томас Мвинсонгбу</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	

<b>Повышение продуктивности горизонтальных скважин.....</b>	<b>154</b>
<i>Евтеев С.А.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
<b>Расчет объема внедренной воды в залежь.....</b>	<b>155</b>
<i>Журавлева А.С.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
<b>Аналитические методы прогнозирования дебита горизонтальных скважин.....</b>	<b>157</b>
<i>Зомарева Е.В.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
<b>Особенности строения шарошек, породоразрушающего инструмента: инновационного трёхшарошечного PDF долота.....</b>	<b>159</b>
<i>Игнатьев С.А., Некрасов Р.Ю.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
<b>К вопросу о целесообразности использования осцилляторов для бурения наклонно-направленных скважин.....</b>	<b>162</b>
<i>Исанбердин В.М.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
<b>Система автобурения «Stream-AutoDigger».....</b>	<b>164</b>
<i>Исламгулов Д.Р.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Нижневартовск	
<b>Коррозионно-механические исследования стали 20 .....</b>	<b>167</b>
<i>Ишбулдина А.А.</i>	
Уфимский государственный нефтяной технический университет, г.Уфа	
<b>Усовершенствование системы регулирования перепада давления на контактных уплотнениях газотурбинного двигателя ДГ90 .....</b>	<b>169</b>
<i>Каймульдинов И.О., Фаслетдинов А.Д.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
<b>Методика исследования механизма ручейковой коррозии трубопроводов .....</b>	<b>171</b>
<i>Кожеевникова М.А.</i>	
Пермский национальный исследовательский политехнический университет, г. Пермь	
<b>Разработка технологии ликвидации конуса газа, поступающего из газонасыщенной части пласта в нефтедобывающую скважину .....</b>	<b>174</b>
<i>Комаров М.В.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
<b>Технология изоляции притока пластовых вод в скважине с горизонтальным окончанием.....</b>	<b>175</b>
<i>Кондратов Д.М.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
<b>Газоконденсатная характеристика в условиях разработки Уренгойского НГКМ .....</b>	<b>177</b>
<i>Кузнецова Д.Р.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
<b>Проблема образования «конденсатных банок» в газоконденсатных залежах.....</b>	<b>178</b>
<i>Кузюрин Н.А.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
<b>Особенности разработки подгазовых зон на примере объекта БП<sub>10</sub> Северо-Губкинского нефтегазоконденсатного месторождения .....</b>	<b>181</b>
<i>Лазарева В.С.</i>	
Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени, г. Тюмень	

- Определение нефтеперспективных зон с помощью фациального анализа на примере объекта БС<sub>11</sub> Дружного месторождения ..... 184**  
*Лаптей А.Г., Рахимов Р.М.*  
 Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени, г. Тюмень
- Совершенствование технологии строительства боковых стволов с горизонтальным окончанием в сложных геолого-технических условиях на примере Ватъеганского месторождения ..... 187**  
*Мазур Г.В.*  
 Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень
- Разработка технологии предотвращения притока подошвенных вод в нефтяную добывающую скважину ..... 190**  
*Матвиенко И.С.*  
 Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень
- Оценка влияния значений геолого-физических параметров нефтяных залежей на показатели разработки ..... 192**  
*Мельников В.Н., Вахрушев В.В., Москвитин С.А.*  
 ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени, г. Тюмень
- Модернизация комплекса механизации спуско-подъемных операций при подземном ремонте скважин ..... 195**  
*Минилбаев А.А., Коннов Ю.Д.*  
 Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа
- Применение оптоволоконного кабеля на нефтегазовых месторождениях ..... 197**  
*Михалочкин А.И., Гасанли Э.Р.*  
 Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень
- Состояние минерально сырьевой базы ПАО «Лукойл» ..... 200**  
*Мусаева Х.Ф.*  
 Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень
- Разработка технологии ликвидации заколонных перетоков в нефтедобывающей скважине из нижележащего водоносного горизонта ..... 201**  
*Ниааба Энтони Садат*  
 Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень
- Основные проблемы некачественного спуска обсадных колонн и возможные пути их решения ..... 203**  
*Петерс С.Е.*  
 Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень
- Сравнительный анализ методов повышения нефтеотдачи на месторождениях . 206**  
*Позднякова В.В.*  
 Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень
- Формирование оптимального варианта разработки в условиях геологической неопределенности с применением вероятностного подхода на примере объекта БВ<sub>7</sub> Южно-Выинтойского месторождения ..... 209**  
*Полякова Н.С., Лазарев Р.А.*  
 Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени, г. Тюмень
- Опыт применения нестационарного заводнения на Тевлинско-Русскинском месторождении ..... 212**  
*Рожкова В.В., Воловик М.О.*  
 Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

<b>Экспериментальная интерпретация ГДИ вертикальной скважины по КВД с применением трехмерного моделирования на примере реальной модели пласта</b>	<b>215</b>
<i>Романенков П.В.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
<b>Обоснование размещения добывающих скважин на основе литофациального анализа и прогноз эффективности их эксплуатации</b>	<b>216</b>
<i>Румянцев В.И.</i>	
Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени, г. Тюмень	
<b>Сравнительный анализ электромагнитного нагрева пласта при добыче тяжелой нефти</b>	<b>218</b>
<i>Саабесагр К., Пуртов С.А., Янгиров Р.Р.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
<b>Комплексное применение методов удаления и предотвращения отложений неорганических солей при скважинной добыче нефти</b>	<b>221</b>
<i>Саетгареев Р.Ш.</i>	
Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа	
<b>Выявление зон и источников опережающего обводнения</b>	<b>223</b>
<i>Сафонов А.В., Кондратьев М.А.</i>	
Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени, г. Тюмень	
<b>Повышение эффективности эксплуатации газовых скважин на поздней стадии разработки сеноманских залежей за счёт применения концентрических лифтовых колонн</b>	<b>226</b>
<i>Тархов А.В.</i>	
Санкт-Петербургский горный университет, г. Санкт-Петербург	
<b>Альтернативный вариант транспортировки природного газа</b>	<b>228</b>
<i>Телепко А.С.</i>	
Санкт-Петербургский Горный университет, г. Санкт-Петербург	
<b>Технология ликвидации заколонных перетоков в нефтяных скважинах</b>	<b>229</b>
<i>Ткачев И.В.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
<b>Перспективы развития добычи сланцевой нефти в России</b>	<b>231</b>
<i>Торчинашвили Д.Т.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
<b>Применение роторно-управляемых систем при бурении многозабойных скважин</b>	<b>234</b>
<i>Уксюзов В.В., Орлова А.Е.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
<b>Эффективность использования газа на собственные нужды</b>	<b>236</b>
<i>Фазлеев Т.Р., Хамзин А.Р., Смородова О.В.</i>	
Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа	
<b>Обнаружение утечек в остановленном трубопроводе в условиях ограниченности диспетчерских данных</b>	<b>238</b>
<i>Фидусь А.И., Пшенин В.В.</i>	
Санкт-Петербургский горный университет, г. Санкт-Петербург	

<b>Повышение энергоэффективности магистрального нефтепровода и насосных агрегатов .....</b>	<b>241</b>
<i>Фудашкина М.В., Добровинский Д.Л.</i>	
Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени, г. Тюмень	
<b>Проведение ГРП по технологии HiWAY с применением высокотемпературного фибер-волокна на Уренгойском месторождении.....</b>	<b>244</b>
<i>Хабибуллин Л.Р.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
<b>Методы определения массы нефти в резервуарах.....</b>	<b>247</b>
<i>Чащина К.А.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
<b>Ремонтно-изоляционные работы как метод предупреждения обводнения газовых скважин .....</b>	<b>249</b>
<i>Чепало А.В.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
<b>Применение покрытий внутренней поверхности НКТ и трубопроводов для защиты от отложений АСПО.....</b>	<b>251</b>
<i>Чифилёв С.М.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Нижневартовск	
<b>Локализация текущих запасов нефти с применением моделей нелинейной фильтрации .....</b>	<b>254</b>
<i>Чублов С.А.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
<b>Анализ эффективности воздействия модельного раствора КВг на улучшение коллекторских свойств продуктивного пласта.....</b>	<b>256</b>
<i>Шандра Н.А.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
<b>Обоснование оптимальных параметров теплоносителя для добычи высоковязкой нефти для условий месторождения Самарской области .....</b>	<b>259</b>
<i>Штробель Н.В., Шарифов А.Р.</i>	
Санкт-Петербургский горный университет, г. Санкт-Петербург	
<b>К вопросу оценки коэффициента продуктивности по нефти скважин с боковым стволом .....</b>	<b>262</b>
<i>Щербаков А.А.</i>	
Пермский национальный исследовательский политехнический университет, г. Пермь,	
<b>Конструкции скважин на Пякяхинском месторождении .....</b>	<b>264</b>
<i>Щербаков А.В.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
<b>Исследование эффективности экранных технологий для повышения нефтеотдачи при разработке подгазовых нефтяных оторочек путем гидродинамического моделирования.....</b>	<b>267</b>
<i>Якупов Р.Р.</i>	
Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа	
<b>Исследование проводимости и проницаемости пропантовой упаковки фракции 16/30.....</b>	<b>270</b>
<i>Янусов О.А.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	

## **СЕКЦИЯ «Геология, поиск и разведка нефтяных, газовых и других месторождений полезных ископаемых, гидрогеология, инженерная геология. Кадастр природных ресурсов»**

### **Учет зоны аномального развития баженовской свиты с целью геометризации восточной залежи пласта ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup> Нонг-Еганского месторождения**

*Акчурин И.О., Буханов Д.А.*

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

На многих месторождениях Западной Сибири значительное количество залежей, приуроченных к шельфовым горизонтам верхней юры, имеют наклонные флюидалные контакты с перепадами ВНК в районе 30 м (3,5 градусов) на расстоянии шага сетки скважин, при этом данные залежи не осложнены ни тектоническими, ни литологическими экранами. Разработка залежей верхней юры зачастую выявляет ряд проблем, снижающих эффективность и рентабельность нефтедобычи [1], что говорит об острой необходимости корректировок геологического строения моделей, используемых при размещении скважин проектного фонда.

В представленной работе была существенно пересмотрена геологическая концепция строения залежи пласта ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup> Нонг-Еганского месторождения.

#### **Изученность и особенности строения анализируемого объекта**

Залежь по структурному плану на абсолютных отметках минус 2705-2742,4 м. Нефтенасыщенные толщины изменяются от 0,8 до 15,5 м. Залежь имеет размеры 8,2х5,4 км, по типу залежь – пластово-сводовая, ВНК – наклонный, принят на а. о. минус 2721-2742,4 м.

В процессе разработки Восточной залежи пласта ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup> обозначился ряд вопросов, которые определили направление для нашей работы:

- Значительные перепады ВНК по соседним скважинам.
- Отсутствие влияния нагнетательных скважин 2014, 2037 на ближайшие добывающие скважины.
- При бурении эксплуатационных скважин на кусте № 34 во все скважины были введены однонаправленные правки в альтитууду скважины (вверх) с целью подсадки на принятую поверхность ВНК, что говорит о некорректности утвержденной концепции строения залежи.
- Проблемы с настройкой ГДМ на историю разработки.

Анализируя вышеописанные проблемы, было принято решение пересмотреть концепцию строения залежи, переосновать ВНК. Также в связи с несоответствием промысловых данных значениям ФЕС по скважинам куста 34 было принято решение переинтерпретировать ГИС по всему фонду скважин.



Для пересмотра и обоснования ВНК сначала были использованы только вертикальные скважины, все правки, ранее введённые в альтитуду, были удалены. В результате получена карта ВНК, значительно отличающаяся от исходной (рис. 1). Для оценки полученной карты ВНК был построен кросс-плот зависимости абсолютных отметок кровли пласта и ВНК, который явно показал наличие двух основных уровней ВНК по данной залежи.

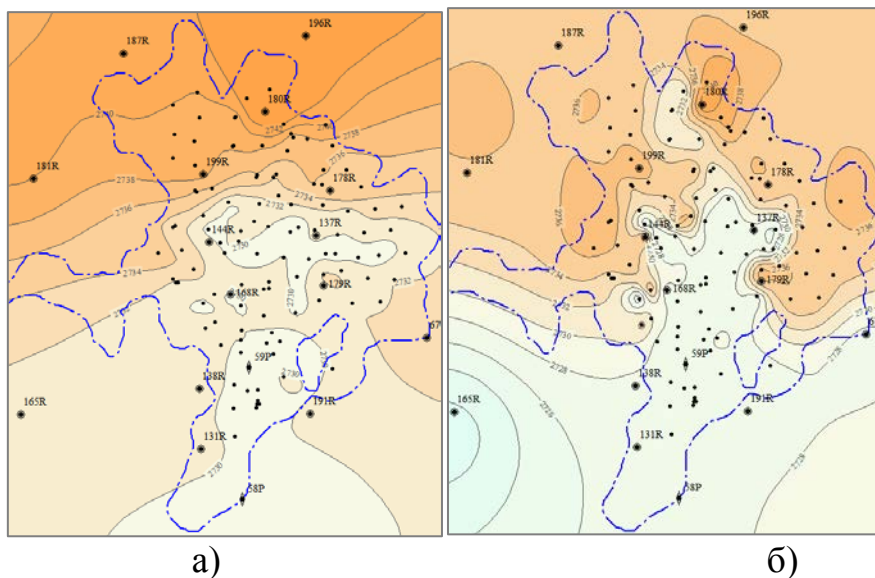


Рисунок 1. Поверхность ВНК (а) с правками в альтитуду скважины; (б) без правок

В связи с тем, что ни по одному отчету сейсмических исследований последних лет экранов, объясняющих такое разделение и такие перепады поверхности ВНК, выделено не было, принято решение проанализировать карту вышележащей баженовской свиты. При сопоставлении и наложении данных карт разломы, выделенные в интервале баженовской свиты, разделяющие зоны наличия и отсутствия аномальной баженовской свиты, практически разграничили зоны понижения и повышения уровня ВНК пласта ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup>. На временных сейсмических разрезах также были зафиксированы малоамплитудные разломы не только в интервале баженовской свиты, но и локально в интервале пласта ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup>. Авторы сейсмического отчета подчеркивают, что обработка района восточной залежи не позволяет достоверно оценить геологию пласта ЮВ<sub>1</sub>, так как он находится в «акустической тени» аномальной баженовской свиты, поэтому в качестве дополнительных исследований были привлечены материалы по керну и шлифам скважин, расположенных в зоне предполагаемых тектонических нарушений. В итоге по ряду скважин в интервале пласта ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup> были обнаружены явные признаки **тектонической активности** [2]:

- скважина 137R – следы срезания;
- скважина 144R – зеркала скольжения, трещиноватость;

- В петрофизическом описании шлифов по скважине 1103 в особенностях пород указано наличие катаклазитов.

Далее были проанализированы материалы трассерных исследований по скважинам, расположенным в обоих из предполагаемых блоков залежи. В результатах исследований сообщается, что, в целом, полученный результат по интенсивности и времени прихода меченой жидкости к забоям всех контрольных скважин указывает на слабое гидродинамическое взаимодействие между нагнетательной скважиной и всеми добывающими, что связано со сложным геологическим и тектоническим строением пласта, характеризующимся сильной расчлененностью разреза.

Возникла проблема со скважиной 2014, при эксплуатационном бурении данной скважины была вскрыта нефтенасыщенная толщина по ГИС более 15 м, аналогично скважине 2023, но после проведения ГРП и запуска скважины в работу обводненность продукции составила 95 %, хотя данная скважина находится в аналогичных условиях со скважиной 2023, где получена безводная продукция.

После нанесения нарушений с аномальной баженовской свиты на кровлю пласта ЮВ<sub>1</sub> стало очевидно, что вероятной причиной отсутствия нефти в скважинах №№ 2014, 2006 является их местоположение, они оказались пробурены в зоне нарушения и дренировали воду из коллекторов аномальной баженовской свиты либо нижележащего пласта.

С целью дальнейшего эффективного доизвлечения запасов предусматривается в 2019 г. проведение гидропрослушивания, путем поочередной остановки закачки в скважины на 1-3 месяца, с контролем параметров режимов эксплуатации окружающих скважин. При отсутствии взаимовлияния будут рассмотрены следующие варианты:

Для повышения эффективности закачки рекомендуется обработка трещины в скв. № 2014, т.е. изоляция проводящего канала в сторонние горизонты и тем самым повышение эффективности закачки № 2014 в целевой объект ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup> и вытеснения запасов к 2023 и 2030.

Второй вариант – перебуривание скв. 2014 в зону, удаленную от нарушений, путем зарезки БВС на расстояние 100-200 м в восточном либо в юго-западном направлениях.

В итоге можно сказать, что на месторождениях с аномальным разрезом баженовской свиты оценка наличия безамплитудных нарушений в интервале пласта ЮВ<sub>1</sub> является обязательным пунктом анализа геологического строения. Результатом использования данного подхода является **минимизация рисков** при планировании эксплуатационного бурения и формировании систем ППД на различных по сложности объектах разработки.

Предложенный подход позволяет:

- Выявлять участки наиболее рискованные для бурения.
- Сократить количество неэффективных нагнетательных скважин.

## Библиографический список

1. Особенности геологического строения аномальных разрезов в верхнеюрских и ачимовских отложениях Кечимовского месторождения / И. С. Гутман, Е. А. Качкина, А. В. Шалупина [и др.] // Нефть. Газ. Новации. – 2013. – № 2. – С. 15-22.

2. Сапрыкина, А. Ю. Особенности строения и формирования нефтяных залежей в связи с дизъюнктивно-блоковым строением верхнеюрских и неокомских природных резервуаров Широкого Приобья: автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук: 25.00.12 / Анна Юрьевна Сапрыкина; МГУ им. М. В. Ломоносова. – Москва, 2002. – 28 с.

### **Уточнение геологического строения пластов Ач и ЮВ<sub>1</sub> Локосовского месторождения**

*Аржиловская Е.А., Плешакова И.А., Панина Е.В.*

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

В связи с выработкой основных по запасам объектов Локосовского месторождения актуальной становится задача по выявлению участков улучшенных свойств пласта ЮВ<sub>1</sub> и перспективных зон объектов ачимовской толщи, ранее не вовлеченных в разработку. Изученность сейсморазведочными работами 2D и 3D раньше охватывала только окраинные части лицензионного участка. В 2015-2016 гг. были проведены сейсморазведочные работы по методике 3D, покрывающие всю площадь участка, результаты интерпретации которой явились основой при создании геологических моделей.

На Локосовском месторождении ачимовская толща включает пласты Ач<sub>1</sub>, Ач<sub>2</sub> и Ач<sub>3</sub> и приурочена к фондоформной части неокомского клиноформного резервуара БВ<sub>8.9</sub>. Пласт Ач<sub>1</sub> на месторождении заглинизирован, продуктивность пласта Ач<sub>2</sub> установлена в ряде скважин, запасы числятся на государственном балансе, в пласте Ач<sub>3</sub> по новым результатам интерпретации ГИС выделяются коллекторы с неясным насыщением. В горизонте ЮВ<sub>1</sub> выделены пласты ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup>, ЮВ<sub>1</sub><sup>2</sup>, ЮВ<sub>1</sub><sup>3</sup>. Верхняя граница пласта ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup>, прослеживаемая по данным ГИС, соответствует резкой литологической границе, представленной глинистыми породами георгиевской свиты различной степени преобразования.

Разрабатываемым объектом из представляемых является пласт ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup>. В пласте ЮВ<sub>1</sub><sup>2</sup> продуктивность установлена в скв. 269У, где после ГРП получен приток воды с нефтью, в остальных скважинах характер насыщения оценен, как неясный. Пласт ЮВ<sub>1</sub><sup>3</sup> - водонасыщенный.

При создании геологических моделей месторождения выполнено построение структурного каркаса по разрезу в интервалах ачимовских и

верхнеюрских пластов с использованием материалов сейсмического отчета, выполненного в 2017 г. Проведено картирование параметров коллекторов с учетом прогнозных распределений в межскважинном пространстве, которые основываются на традиционном атрибутивном анализе материалов 3D сейсморазведки.

Наиболее значимыми объектами из ачимовских и верхнеюрских отложений являются пласты Ач<sub>2</sub> и ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup>. Подробнее остановимся на перспективном объекте Ач<sub>2</sub>.

Пласт Ач<sub>2</sub> в настоящее время не разрабатывается. Имеет сложное линзовидное строение, границы линз выделены по результатам сейсмофациального анализа 3D сейсморазведки [2]. В пласте Ач<sub>2</sub> выявлено три нефтяные залежи с горизонтальными уровнями ВНК (рис. 1).

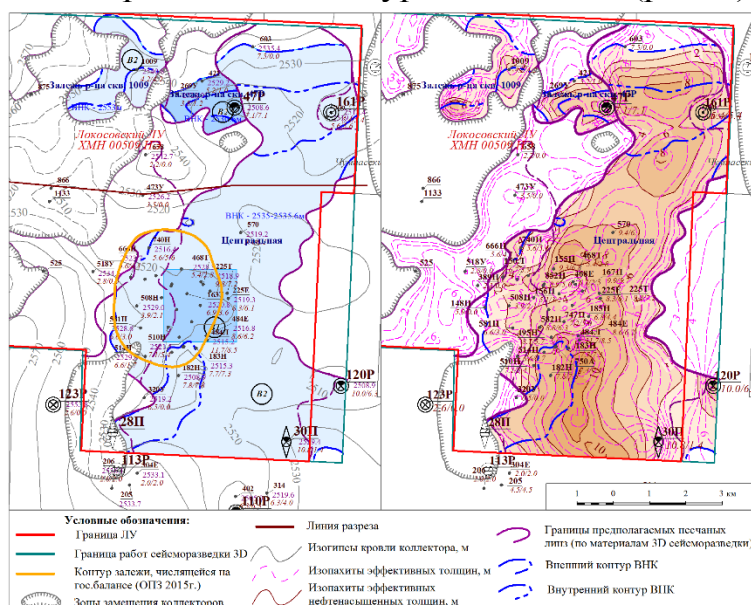


Рисунок 1. Подсчетный план и карта эффективных нефтенасыщенных толщин продуктивного пласта Ач<sub>2</sub>

Особенностью создания 3D геологической модели по пластам ачимовской толщи стал этап построения структурного каркаса пласта Ач<sub>2</sub>. Исходя из концепции 2D ГМ, пласт Ач<sub>2</sub> на участке моделирования состоит из шести линзовидных тел, гидродинамически не связанных между собой. В связи с этим нужно было решить задачу по моделированию каждого тела, как самостоятельного элемента. За основу при построении линзовидного каркаса были использованы кровля и подошва коллектора пласта Ач<sub>2</sub>, соответствующие концепции 2D ГМ. С целью воспроизведения плавного выклинивания, в пределах каждой линзы (1-6) была определена буферная зона.

Каркас отстраивался пошагово, в соответствии с условной нумерацией линз. Подошва первой линзы служила кровлей для второй линзы, подошва второй – кровлей для третьей и т. д.

Так как линзы являются обособленными телами и гидродинамически разобщены, но их отложения одинаковы по возрасту и гипсометрически

находятся на одном уровне, было принято решение о применении сквозной пропорциональной нарезки сетки от стратиграфической кровли до стратиграфической подошвы пласта Ач<sub>2</sub>. При этом каждая линза создавалась отдельной зоной (рисунок 2).

Пласт Ач<sub>3</sub> выделен в отдельную зону. Нарезка сетки пропорциональная от стратиграфической кровли до подошвы пласта Ач<sub>3</sub>. Глинистая перемычка между пластами моделировалась одним слоем. Особенностью строения грида является наличие в одном слое сетки нескольких зон, поэтому общее количество слоев рассчитывалось из суммарного количества слоев каждой зоны (рисунок 2а). Таким образом модель состоит из одного грида, разделенного на 10 зон, первые восемь соответствуют пласту Ач<sub>2</sub>, девятая зона представляет собой глинистую перемычку между пластами, десятая зона - пласт Ач<sub>3</sub> (рис. 2б). Литология и параметры моделировались внутри каждой зоны с применением стандартных методик построения.

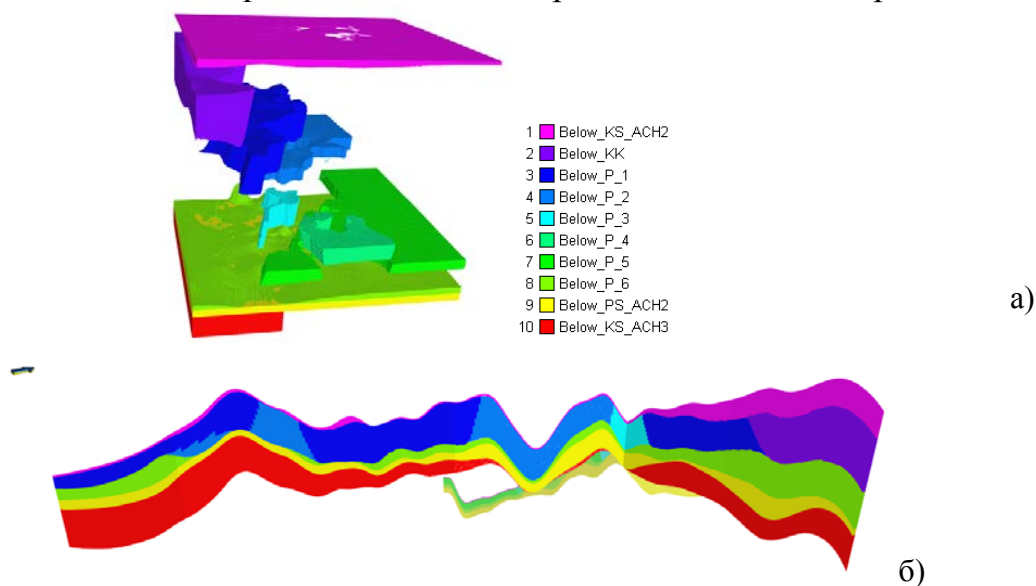


Рисунок 2. Пример деления общей сетки на зоны пластов Ач<sub>2</sub> и Ач<sub>3</sub> (а) и пример сечения грида с выделенными зонами (б) из 3D ГМ

Обновление геологических моделей проводилось в течение года по мере получения информации по вновь пробуренным эксплуатационным скважинам. Результаты бурения новых скважин показали достаточно хорошую сходимость геологических моделей. Среднее отклонение кровли стратиграфии пласта Ач<sub>2</sub> составляет 2,7 м, эффективной толщины – 1,1 м.

Предложенная концептуально новая модель пласта Ач<sub>2</sub> в дальнейшем может быть рассмотрена как перспективный объект для разработки, при создании которой применены современные методы моделирования сложнопостроенных резервуаров.

Научный руководитель: Лагутина С.В., главный специалист.

## **Изучение вещественного состава ассельско-сакмарских отложений нижней перми Ново-Сарутаюского месторождения**

*Валиуллина Ч.А.*

*Казанский (Приволжский) федеральный университет, г. Казань*

Ново-Сарутаюское нефтяное месторождение расположено за Полярным кругом в северной части Большеземельской тундры в зоне распространения вечной мерзлоты. Расстояние от г.Нарьян-Мар – административного центра округа, крупного речного и морского порта – 110 км [1].

Для литолого-петрографического исследования были использованы 14 шлифов скважины 1-П Ново-Сарутаюского месторождения. Отложения изучались микроскопическим методом и инфракрасной спектроскопией.

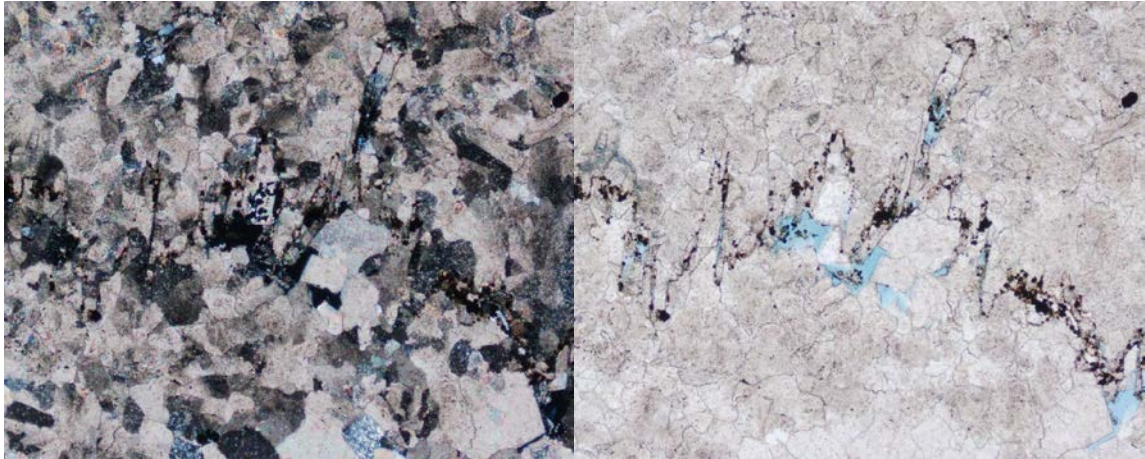
По результатам детального послойного литологического описания кернового материала породы ассельско-сакмарского возраста представлены известняками светло-серыми, серыми, прослоями буровато-серыми обломочными, участками окремненным. Обломки псаммитовой, реже гравийной размерности представлены известняком и органогенным детритом. Цемент известково-глинистый и глинисто-известковый. Отмечается активная стилолитизация, амплитудой до 7 см, подчеркнутая тонкими выделениями битума.

Прослоями встречаются крупные поры и каверны размером до 2.5x1.5см. В кавернах наблюдаются кристаллы кальцита и глинистый материал. Трещины субгоризонтальные, субвертикальные, реже наклонные (под углом около 30-60 град. к оси керна), залечены кальцитом, битумом и глинистым материалом.

В шлифах породы ассельско-сакмарского яруса представлены известняками органогенно-детритовыми, водорослевыми. Выполнен органогенно-детритовый и водорослевый материал кальцитом, сцементирован кальцитом пелитоморфным, часто перекристаллизованным до средне-крупнозернистой размерности.

Вторичные процессы в породах ассельско-сакмарского яруса связаны с уплотнением пород и дальнейшим их преобразованием. Наиболее активно как в породе, так и в шлифах диагностируются стилолитовые швы зубчатого и столбчатого строения (рисунок 1). В керне наблюдаются стилолиты с амплитудой до 7 см, в шлифах - до 1.5-2 мм. Стилолиты образуются под влиянием неравномерного геостатического давления и неравномерного растворения карбонатов, являясь ослабленными зонами в породе. Стилолитовые швы подчеркнуты глинистым и битуминозно-глинистым материалом, часто в ассоциации с пиритом, некоторые швы сопряжены с микротрещиноватостью (рисунок 2).



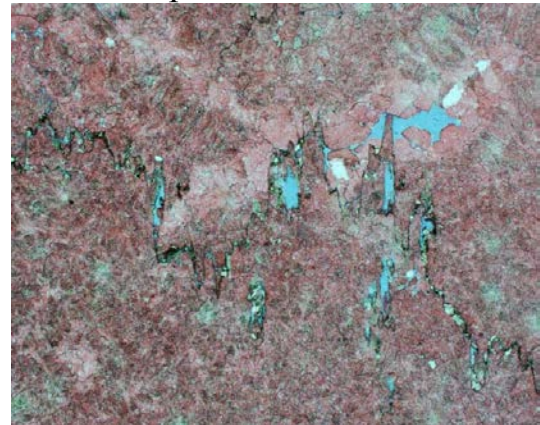
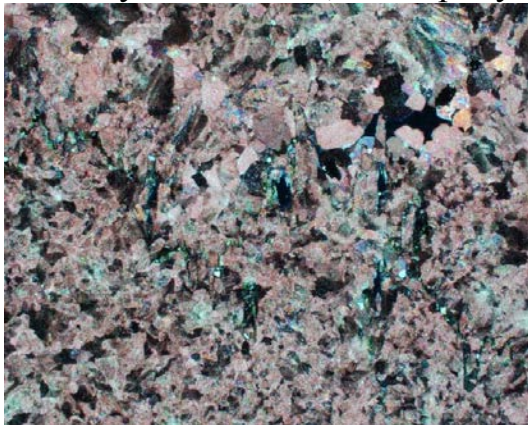


Н+

Н-

Рисунок 1. Фотография петрографического шлифа. Сарутаюская пл., скв. 1-П. Обр. 7589-08. Интервал 2311,59-2329,65 м, м.в. 0,8 м. Ассельско-сакмарский ярус. Ув.5х.

Известняк мелкозернистый, неравномерно перекристаллизованный. Отмечаются стилолитовые швы зубчатого и столбчатого строения амплитудой до 2 мм, подчеркнутые стяжениями пирита



Н+

Н-

Рисунок 2. Фотография петрографического шлифа. Сарутаюская пл., скв. 1-П. Обр. 7594-08. Интервал 2311,59-2329,65 м, м.в. 2,7 м. Ассельско-сакмарский ярус. Ув.5х.

Известняк мелкозернистый неравномерно перекристаллизованный, порово-кавернозный. Стилолитовые швы сопряжены с микро трещиноватостью.

По данным инфракрасной спектрометрии, выполненной с применением спектрометра Alpha (фирма Брюкер, Германия), содержание кальцита в отдельных образцах достигает 99%, в виде примеси отмечаются кварц (0.5-2.4%), глинистые минералы (0-0.5%), доломит (0-1.0%). В отдельных образцах, в единичных порах отмечаются кристаллы галита (1-2%). Для пород ассельско-сакмарского яруса характерно наличие крупных пор и

мелких каверн, которые регистрируются как в керне, так и в шлифах. При более детальном изучении пород в шлифах образование каверн связывается с частичным выщелачиванием пород, которое, проходит по органогенно-детритовому материалу. Возможно, остатки или обломки органики, а чаще всего водорослевые формы, являются менее стабильными и быстрее подвергаются перераспределению.

Коллекторские свойства пород ассельско-сакмарского яруса не высокие, но на отдельных образцах довольно хорошие. Средняя пористость пород на образцах керна составляет 2.9%, при максимальном значении 10.6 %, проницаемость достигает до  $176.00 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, при среднем значении  $4.06 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>.

Завышенные максимальные значения проницаемости на образцах, возможно, связаны с техногенными трещинками, которые могли образоваться во время выпиливания цилиндра.

Таблица 1

Результаты инфракрасной спектрометрии ассельско-сакмарских пород по скважине 1-П Ново-Сарутаюского месторождения

№ п/п	Глубина, м	Содержание минералов, %					Сумма
		Кварц	ПШ	Кальцит	Доломит	Ангидрит	
1	2311,59	1,15	0,00	98,66	0,19	0,00	100
2	2316,6	0,97	0,00	98,82	0,21	0,00	100
3	2321,61	1,03	0,00	98,76	0,21	0,00	100
4	2329,65	0,61	0,00	99,05	0,34	0,00	100
5	2331,63	0,77	0,00	97,56	0,67	1	100
6	2336,64	0,5	0,00	96,94	0,56	2	100
7	2341,65	1,34	0,00	97,67	0,99	0,00	100
8	2346,66	1,96	0,00	97,04	1	0,00	100
9	2351,67	1,5	0,00	97,77	0,84	0,00	100
10	2356,68	2,4	0,00	95,72	0,99	0,89	100
11	2361,69	2,17	0,00	96,83	1	0,00	100
12	2366,7	1,22	0,00	98,62	0,16	0,00	100
13	2370,71	0,55	0,00	99,36	0,09	0,00	100
14	2372,32	0,84	0,00	99	0,16	0,00	100

#### Библиографический список

1. Материалы к обоснованию подсчетных параметров и оперативного подсчета запасов нефти и растворенного газа пластов P1a-s, D2st Ново-Сарутаюского нефтяного месторождения. Книга 1 / Т. Т. Манзар [и др.]. – Сургут: ПАО «Сургутнефтегаз», 2016 – 151 с.

Научный руководитель: Успенский Б.В., д.г.-м.н., профессор.



## **Моделирование строительства нефтяных и газовых скважин в процессе инжиниринга строительства скважин**

*Вингоренко А.Н., Кондратьев Н.Ю., Арясова Д.В.*

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

Одним из основных достижений мировой науки второй половины XX и начала XXI в. стали разработка парадигмы синергетики, системотехники, принципов цельности и развития сложных систем, обоснование необходимости междисциплинарных научных исследований процессов. Проектирование, техника и технология строительства нефтяных и газовых скважин постоянно усложняются и совершенствуются, что связано с необходимостью добычи углеводородных ресурсов во все более сложных геологических, климатических условиях, труднодоступных географических районах мира. В настоящее время в сфере проектирования и строительства скважин происходят следующие тенденции:

- углубление дифференциации инженерной деятельности, формализованной в переход на отдельный сервис;
- изменение устаревших подходов к проектированию и ведению авторского надзора за ходом строительства скважин;
- информатизация процесса проектирования, инженерно-технологической деятельности, контроля и управления ходом буровых работ;
- интеграция различных специалистов (буровиков, геологов, геофизиков и др.) для совместного решения производственных задач.

Перечисленные тенденции ведут к взаимно противоположным явлениям: дифференциации и интеграции научно-производственных работ. Дифференциация выражается в части специализации инжиниринговых услуг (проектирование, долотный, телеметрический сервис ит. д.). Интеграция выражается в виде необходимости синтеза узких научно-производственных знаний, междисциплинарных работ и исследований.

Концептуальные положения моделирования строительства скважин в процессе инжиниринга. Методология синергетики и системотехники позволяет рассматривать скважину как единую модель сложной системы. Моделирование является эффективным средством анализа, поиска оптимальных решений. Модель позволяет дать количественное и качественное представление о каждом элементе (модуле) системы, обеспечить исследование объекта, выполнить его описание, предсказать поведение, изменение параметров и характеристик в определенном диапазоне условий [1, 2]. Применительно к бурению предлагается моделировать отдельную скважину (или группу аналогичных скважин) как сложную техногенную систему, состоящую из ряда информационных модулей. Интегрированное проектирование, контроль и управление эксплуатацией месторождения базируются на разработке постоянно действующей геолого-технологической модели

месторождения, которая является основой современных технологий оптимизации разработки месторождений [2]. На практике методологической основой, позволяющей интегрировать основные элементы проектирования и строительства скважины, является инжиниринг строительства скважин. В основе инжиниринга лежит системный подход, объединяющий в единый процесс проектирование, инженерно-технологическое сопровождение, научно-исследовательскую деятельность. Инжиниринг – это современный образ инженерно-технологического творчества, мышления, компетенции, базовая методология работы специалистов-экспертов для решения научно-производственных задач. Процесс инжиниринга строительства скважин необходимо выполнять на основе моделирования строительства скважин с использованием информационных технологий и специализированного программного обеспечения. Инжиниринг с использованием моделирования строительства скважины позволит описывать, исследовать и визуализировать процессы проектирования и строительства, анализировать, прогнозировать их развитие, определять критерии (экстремумы) и параметры оптимизации выполняемых работ. Важнейшим практическим свойством моделирования строительства скважины является гибкость информационной модели, т. е. способность модели к динамическим изменениям на основе поступления новой геологической, технологической, экономической и иной информации..

Главная практическая цель моделирования строительства скважины – оптимизация процесса проектирования и строительства скважины. При этом необходимо отметить, что модель скважины является основной для аналитической и исследовательской работы проектировщиков, технологов и различных междисциплинарных специалистов. Конечный результат в виде оптимизации достигается методическим путём. Например, на основе методики оптимизации процесса строительства скважин.

Концептуальная модель скважины строится в процессе создания интегрированного проекта разработки месторождения на основе информации постоянно действующей геолого-технологической модели месторождения. На основе концептуальной модели скважины разрабатывается техническое задание на проектирование строительства (реконструкции) скважины. Концептуальная модель скважины состоит из следующих основных модулей: геологического, технико-технологического и экономического.

Динамическая модель скважины описывает состояние техногенной системы – скважины в процессе бурения. Динамическое моделирование скважины выполняется для оптимизации процесса бурения скважины. Оптимизация выполняется через оперативную корректировку рабочих программ на основе специализированной методики. В динамической модели рабочие программы выполняют функцию «защитного пояса» теоретического «ядра» проектных решений. Первичные источники информации на буровой для построения динамической модели; геолого-технологическая

станция, телеметрическая станция, сводка супервайзера, результаты лабораторных исследований. Динамическая модель скважины строится на основе обработанной информации в процессе мониторинга, а именно технико-технологических и геолого-геофизических параметров, поступающих с буровой в режиме реального времени. Состояние динамической модели зависит от времени и изменяется в процессе бурения. Концептуальная, статическая и динамическая модели строятся в корпоративной информационной системе. Результаты моделирования скважины представляются в виде простых форм: временных графиков, таблиц, схем, модулей 2D и 3D, визуализированных в информационной системе. Используются для оптимизации постоянно действующей геолого-технологической модели месторождения.

#### Библиографический список

1. Теличенко, В. И. Информационное моделирование технологий и бизнес-процессов в строительстве / В. И. Теличенко, А. А. Лapidус, А. А. Морозенко // Научное издание. – Москва: Изд-во Ассоциации строительных вузов, 2008. – 144 с.

2. РД 153-39.0-047-00. Регламент по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений. – Москва: Министерство топлива и энергетики Российской Федерации, 2000. – 99 с.

#### **Глубокопроникающая сверлящая перфорация как эффективный метод вторичного вскрытия пласта малой мощности**

*Галицин И.В.*

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

Сверлящая перфорация, в отличие от других методов перфорации, имеет следующие преимущества, позволяющие эффективно вскрывать горизонты вблизи водонефтяного контакта и продуктивные пласты малой мощности: а) не ухудшает фильтрационные характеристики пласта-коллектора; б) не разрушает обсадную колонну; в) практически исключает межпластовые перетоки; г) имеет высокую точность [1,3].

В отличие от кумулятивного, сверлящий перфоратор создает гидродинамическую связь между продуктивным пластом и скважиной путем просверливания каналов в стенке обсадной колонны и породе. Соответственно, от качества каналов напрямую зависят дебиты скважин. Для обеспечения качественной связи между пластом-коллектором и скважиной сверлящий перфоратор должен выполнять ряд условий: а) обладать достаточной длиной канала для преодоления зоны кольматации (породы, уплотненной во время бурения); б) исключать возникновение трещин на обсад-

ной колонне и ее разрушение; в) исключать ухудшение фильтрационных характеристик; г) минимизировать засорение породы [2].

Анализ конструктивных и компоновочных схем отечественных сверлящих перфораторов для вторичного вскрытия пластов, применяемых в России, показал, что применение данных устройств не нашло широкого применения из-за малой эффективности (в отличие, например, от кумулятивного перфоратора), обусловленной малой глубиной формируемых каналов, что не позволяет обеспечить надежную гидродинамическую связь между скважиной и продуктивным пластом [3].

Для решения данной проблемы в 2007 г. ОАО «ПНИТИ» разработало технологию глубокопроникающей сверлящей перфорации. Эта технология обеспечивает щадящий режим вторичного вскрытия и ориентирована в первую очередь на стимуляцию скважин, эксплуатирующих объекты разработки со сложной геологической структурой. Преимущества технологии заключаются в том, что она позволяет провести вторичное вскрытие объектов, в которых из-за высоких рисков обводнения скважины не могут быть применены такие эффективные методы стимуляции, как кумулятивная перфорация, кислотная обработка и ГРП. Стимуляция коллекторов в данном случае достигается высверливанием цилиндрических отверстий диаметром 28-32 мм и длиной до 2 м в эксплуатационной колонне и породе пласта, что обеспечивает эффективную гидродинамическую связь в системе скважина – пласт [4].

Реализуется данная технология при помощи разработанного в ОАО «ПНИТИ» гидромеханического перфоратора ПГМ-5, предназначенного для вторичного вскрытия продуктивных пластов нефтяных скважин с обсадной колонной 146 или 168 мм (технические характеристики - в таблице 1).

Таблица 1

Технические характеристики ПГМ-5

Параметры, ед. изм.	Показатели
Глубина зоны перфорации скважин с обсадной колонной диаметром 146 и 168 мм, м.	До 3000
Максимальная кривизна скважины, град.	45
Максимальная температура в скважине, °С	100
Диаметр канала перфорации, мм.	32
Длина канала перфорации, м.	До 2
Время перфорации обсадной трубы, цементного камня и породы на глубину до 2 м, мин.	65-85
Диаметр корпуса, мм.	122
Масса перфоратора, кг.	1010

ПГМ-5 состоит из канальной части, содержащей якорь, направляющее устройство, внешний корпус, и выемной части, содержащей инструмент для перфорации, полый вал для привода инструмента и подвода к нему промывочной жидкости, демпфер, двигатель винтовой, геофизиче-

ский прибор контроля параметров перфорации и механизм стопорения. Монтаж и спуск канальной части перфоратора происходит на трубах НКТ-73, спуск выемной части перфоратора и непосредственно работа проводятся на геофизическом кабеле.

Процесс гидромеханической перфорации скважин проходит в 3 этапа.

1. Спуск на колонне НКТ канальной части перфоратора с якорем в необходимый интервал, его промывка технической жидкостью. Производится привязка оборудования к разрезу скважины и по уточнению глубины посадка на якорь, фиксация и расклинивание в обсадной трубе.

2. На каротажном кабеле осуществляется спуск в скважину выемной части перфоратора в составе механизма стопорения, геофизического прибора, гидравлического двигателя, демпфера и удлинителя с гибким валом длиной 1,5 м, оснащенного сверлящей головкой по металлу. Производится сверление обсадной колонны и цементного камня. Вскрытие колонны занимает до 20 мин в зависимости от толщины стенки. После вскрытия колонны (фиксируется с помощью показаний геофизического блока контроля параметров процесса гидромеханической перфорации, которые выводятся на монитор и позволяют управлять процессом перфорации) выемная часть с гибким валом поднимается на поверхность.

3. На устье скважины производится замена гибкого вала длиной 1,5 м на вал длиной 2,5 м, оснащенный буровой коронкой для бурения породы до 2 м. Спускается выемная часть и бурится порода. После прохождения канала выемная часть поднимается на поверхность. Для вскрытия следующего канала канальную часть с колонной НКТ обязательно снимается с якоря и осуществляется поворот, спуск или подъем компоновки перфоратора с НКТ на необходимый угол или глубину с последующей посадкой на якорь. Процесс перфорации повторяется до выполнения необходимого количества отверстий (каналов) в пласте.

В период с 2007 по 2013 гг. перфоратором ПГМ-5 проведен большой объем промысловых испытаний в процессе эксплуатации. Были проведены работы по глубокопроникающей перфорации на более чем 180 скважинах, сделано около 630 перфорационных каналов. Получен средний прирост нефти 6,8 м<sup>3</sup>/сут. [5].

Таким образом, глубокопроникающая сверлящая перфорация имеет преимущества перед традиционно применяемыми методами, т.к. после проведения вторичного вскрытия механическим способом не наблюдаются повреждения обсадной колонны, цементного кольца, и в результате не происходит образование заколонных перетоков, обводнение получаемой продукции. Широкое применение на практике рассмотренной технологии сдерживается формально более высокой стоимостью механических методов по сравнению с кумулятивной перфорацией, когда принимается в расчет только непосредственная стоимость работ, но не учитываются затраты, связанные с нежелательными побочными эффектами.

## Библиографический список

1. Месропян, А. В. Моделирование характеристик гидроцифированного сверлящего перфоратора / А. В. Месропян, М. О. Митягина // Вестник УГАТУ. – 2015. – Т. 19, № 4 (70). – С. 28-33.
2. Рахматуллина, М. Р. Многоканальный сверлящий перфоратор для вторичного вскрытия продуктивных пластов / М. Р. Рахматуллина // Гидравлические машины, гидропневмоприводы и гидропневмоавтоматика: современное состояние и перспективы развития : сб. науч. тр. / Санкт-Петербургский политехн. ун-т. – Санкт-Петербург, 2018. – С. 323-331.
3. Митягина, М. О. Сверлящие перфораторы с электрогидравлической системой и логическим управлением / М. О. Митягина // Технические науки: проблемы и перспективы : материалы междунар. заоч. науч. конф. – Санкт-Петербург : Молодой ученый, 2011. – С. 110-114.
4. Испытание технологии глубокопроникающей сверлящей перфорации на месторождениях ОАО «НК «Роснефть» / Г. А. Борисов [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 6.
5. Возможности глубокопроникающей сверлящей перфорации для вторичного вскрытия пластов / Д. В. Нигматуллин [и др.] // Каротажник. – 2015. – № 2. – С. 23-33.

Научный руководитель: Овчинников В. П., доктор техн. наук, профессор

### **Анализ работы газосборных коллекторов в условиях повышенного выноса пластовой и конденсационной воды.**

*Гусейнов Э.Б., Юрьев И.Н., Юрьев А.Н.*

*ООО «Газпром Добыча Уренгой», г. Новый Уренгой*

Эффективное функционирование промыслов в условиях снижения пластового давления и объемов добычи требует разработки технических решений по дальнейшему развитию объектов добычи и транспорта газа. Характерным для текущей стадии эксплуатации сеноманской залежи Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ) является значительное снижение пластовых, устьевых давлений и дебитов скважин, а также увеличение влагосодержания газа. С ростом этого фактора увеличивается количество воды, выносимой со скважин и поступающей на установки подготовки, также нарушается устойчивая работа газосборной системы. Работа газосборной системы в этих условиях осложняется накоплением жидкой фазы в шлейфах, что приводит к росту гидравлических потерь в шлейфах и залповым выбросам жидкости во входные сепараторы установок подготовки газа.

Основным фактором, осложняющим моделирование рельефного трубопровода, являются внутритрубные отложения, особенно характерные

для недогруженных режимов эксплуатации. Водные скопления - одно из распространенных внутритрубных образований восходящих участков трубопроводов, динамически меняющие свои размеры и положение на трассе, влияющие на пропускную способность и динамические характеристики трубопровода. Накопившаяся в газопроводе в значительных объемах жидкость вызывает гидравлическую неустойчивость режимных параметров эксплуатации газопроводов, способную приводить к осложнениям в работе газосборной системы. Отрицательное воздействие накопившихся в газопроводе объемов жидкости проявляется, прежде всего, при резком увеличении производительности газопровода. В этом случае изменяются условия для установившегося динамического равновесия между массой жидкой фазы, осевшей в нижнем сечении трубы, и газовым ядром; часть жидкости оказывается избыточной и аккумулируется в зависимости от объёмов и геометрических параметров конкретной трассы газопровода в виде одной или нескольких газожидкостных пробок, способных продвигаться на значительные расстояния, вплоть до входного сепаратора установки комплексной подготовки газа (далее УКПГ).

С целью прогнозирования гидравлических потерь по шлейфам и получения данных для моделирования работы газосборной сети было проведено исследование работы шлейфа в условиях искусственного обводнения. Объектом исследований являлся газосборный коллектор куста, включающего 3 сеноманские скважины. Задачи при проведении исследований заключались в определении зависимости перепада давления на участке коллектора от расхода газа и подаваемой воды.

Уровень воды в шлейфе регистрировался визуально с помощью уровнемера (рисунок 1), установленного на пониженном участке трубопровода. Расход воды (подача) задавалась характеристикой насосной установки, объём закаченной в шлейф воды определялся по мерной ёмкости насосной установки, а объём дренированной воды из шлейфа – по переносной мерной ёмкости. Кроме этого, объём выносимой из коллектора воды фиксировался на входных сепараторах цеха очистки газа (далее ЦОГ) УКПГ. Регистрация термобарических параметров осуществлялась приборами АМТ-08, РТП-4М и датчиками «Метран» на входе в здание переключающей арматуры (далее ЗПА). Для закачки воды использовалась запорная арматура кранового узла ПК 29+97. Место подсоединения манифольда насосной установки – задвижка на выходе байпаса.

В характерных точках замера по шлейфу были установлены регистраторы термобарических параметров РТП-4М для записи температуры и давления по длине газопровода в течение всего периода испытаний. Предварительно перед проведением исследований в скважину № 2 был спущен глубинный манометр АМТ-08, который в течение шести суток регистрировал термобарические параметры на забое скважины.

До проведения исследований куст скважин исследуемого газопровода был остановлен и передвижным насосным агрегатом произведена закачка воды в объеме  $48 \text{ м}^3$  в пониженный участок газосборного шлейфа (переход коллектора через реку). Длина образовавшейся жидкостной пробки, которая перекрыла трубопровод по всему поперечному сечению составила около 240 м. На рисунке 2 в соответствии с профилограммой шлейфа изображен участок трубопровода в разрезе после заполнения водой. На момент начала проведения испытаний входные краны шлейфа в ЗПА на входе в УКПГ находились в открытом положении и трубопровод сообщался с общим коллектором УКПГ «ЗПА-ЦОГ». В статике среднее давление в трубопроводе составляло  $20,1 \text{ кгс/см}^2$ .

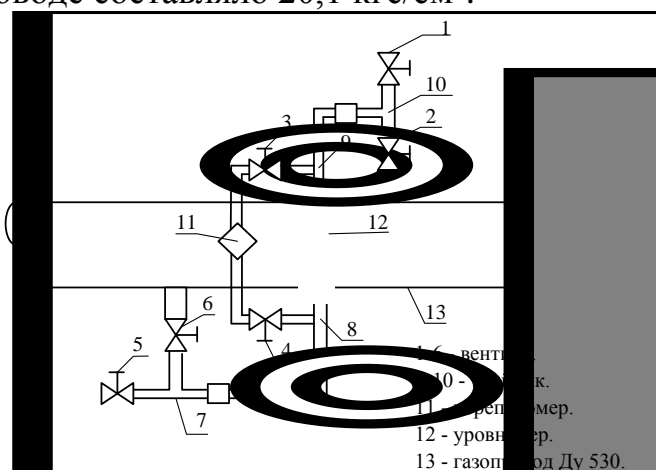


Рисунок 1. Схема обвязки трубопровода уровнемером

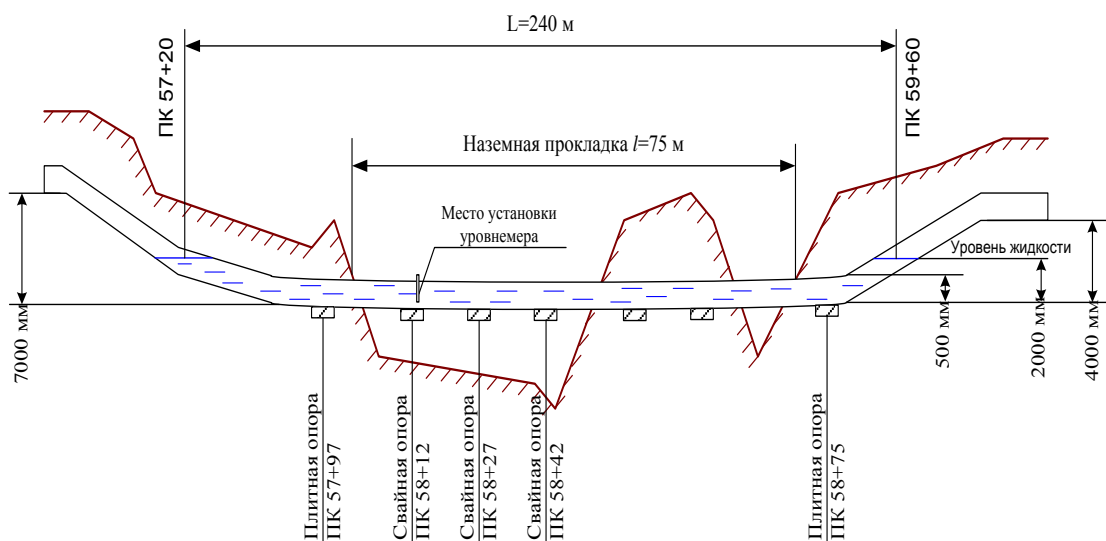


Рисунок 2. Размеры и положение жидкостной пробки в пониженном участке газосборного коллектора перед началом проведения испытаний

Исследования были начаты запуском в работу первой из трех скважин, работающих в исследуемый газопровод (скважины № 2). Ее дебит составил  $99 \text{ тыс. м}^3/\text{сут}$ . Сразу же после пуска скважины в шлейф (в течение



10-15 сек.) произошло плавное снижение уровня жидкости в пониженном участке исследуемого коллектора до отметки 370 мм от нижней внутренней стенки трубопровода. В течение нескольких минут фиксировались колебания уровня между отметками 380 и 390 мм. Спустя 20 минут после запуска уровень жидкости стабилизировался на отметке 385 мм с незначительным колебанием уровня  $\pm 3$  мм. Через два с половиной часа устойчивой работы шлейфа была произведена закачка воды в пониженный участок в объеме  $6 \text{ м}^3$  передвижным насосным агрегатом (подача  $Q_{\text{в}}=9000$  л/час). При этом уровень воды по уровнемеру колебался в интервале 385-390 мм первые 10 минут после начала закачки, затем стабилизировался на отметке 385 мм с колебанием уровня  $\pm 1$  мм.

Аналогично после этого был произведен запуск скважины № 1 и скважина № 3. После того как газосборный шлейф проработал 15 суток в штатном режиме (три скважины куста в работе), был зафиксирован уровень пластовой воды, накопившейся в пониженном участке за этот период времени – 290 мм. Данная жидкость была слита через дренажный штуцер, с замером ее объема с помощью мерной емкости. Количество жидкости составило  $\sim 6 \text{ м}^3$ .

Проведенный эксперимент показал, что наличие жидкостной пробки объемом  $48 \text{ м}^3$  в пониженном участке шлейфа не создало какой-либо существенной преграды для движения газа по трубопроводу. Уровень жидкости в пониженном участке газосборного коллектора снижался до отметки 305 мм от дна трубопровода с увеличением дебита газа от 0 до 441 тыс.  $\text{м}^3/\text{сут}$ .

Научный руководитель: Муслимов Б.Ш., старший преподаватель.

### **Зависимость максимального размера сквозных пор от типа и толщины пористых материалов**

*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**

В научной и практической деятельности важной проблемой является установление закономерностей теплообменных процессов в промерзающих грунтах. При отрицательной температуре в промерзающих грунтах существует лед и вода, взаимодействие которых может привести к возникновению морозного пучения. Поэтому изучение особенностей капиллярных свойств льда и его распространения в пористых средах является важным этапом при построении физически обоснованной теории криогенного текстурообразования промерзающих грунтов [1].

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.

Керамика, обладающая жестким каркасом, является аналогом (моделью) грунта минерального происхождения значительно уплотненного. Мембраны, состоящие из волокон растительного происхождения можно рассматривать как породы органического происхождения значительно уплотненные (торф). Мелкодисперсные минеральные породы и породы органического происхождения (торф) слагают массивы талых и мерзлых пород Западной Сибири. В таежной и тундровой природной зонах происходит ежегодное промерзание-оттаивание сезонномерзлых и сезонноталых пород на различных глубинах. В процессе промерзания происходит проникновение льда сквозь поры минеральных и органических пород. Эти процессы рассматриваются нами при проведении лабораторных исследований.

#### **Методика эксперимента и описание установки**

Объектами исследований служили образцы керамики цилиндрической формы диаметром ~30 мм и толщиной ~4-6 мм в первой серии экспериментов, и мембраны фирмы «Владипор» во второй [2-3].

##### ***Проведение эксперимента 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 заправки 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.

##### ***Проведение эксперимента по методу определения «точки пузырька»***

Экспериментальная ячейка помещается в установку для испытания пористых материалов по методу определения «точки пузырька» [4]. В верхнюю часть ячейки наливается дистиллированная вода комнатной температуры. Затем начинается плавная подача давления к нижней части ячейки и когда первый пузырек газа проскакивает, то отслеживается с помощью воды. Показания давления регистрируются с помощью манометров.

## Анализ результатов

Для исследования максимального размера сквозных пор для образцов керамики и мембран было проведено 42 эксперимента. Каждый эксперимент включал в себя два метода – метод «начала кристаллизации» и метод определения «точки пузырька».

Связь давления с температурой описывается корреляционной зависимостью, представленной на рис. 1.

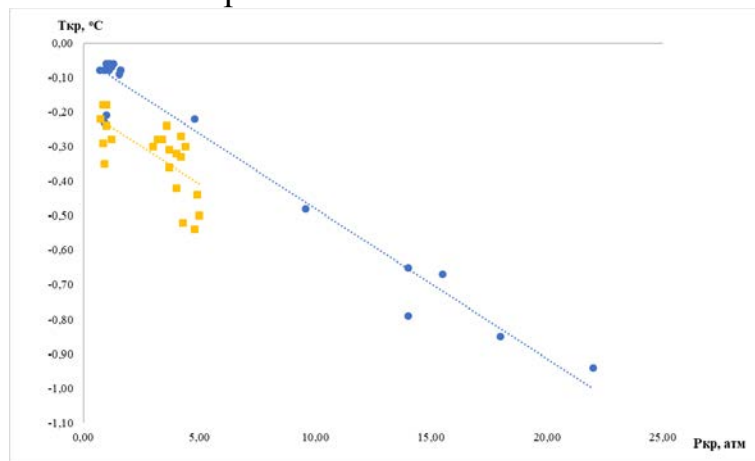


Рисунок 1. Корреляционная зависимость  $T_{кр}$  и  $R_{кр}$  для различных конфигураций мембран и керамики

Углы наклона линий аппроксимации, полученных для мембран (квадраты) и керамики (круги), имеют одинаковые значения (рис. 1), т. е. распространения льда в пористой структуре подчиняется одинаковому механизму. При увеличении числа мембран с одной до трех по методу определения «точки пузырька» возрастало значение давления прорыва пузырька (от 0-2 до 5-6 атм). При аналогичном увеличении числа мембран для метода «начала кристаллизации» понижалась температура кристаллизации воды.

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».

Увеличение толщины фильтра ведет к усложнению структуры порового пространства.

Данные имеют хорошую воспроизводимость со средней относительной погрешностью 13 %, обусловленной повторным промораживанием.

Повторное промораживание образца, приводит к появлению новых сквозных пор и изменению внутренней структуры порового пространства.

#### Библиографический список

1. Колунин, В. С. Моделирование тепломассообменных процессов в мерзлых породах с подвижной ледовой компонентой: автореф. дис. ... доктора геол.- минералогич. наук: 25.00.08 / Владимир Сергеевич Колунин; ИКЗ СО РАН. – Тюмень, 2011. – 34 с.
2. Ишкова, З. А. Оценка максимального размера сквозных пор мембран типа МФАС различными методами / З. А. Ишкова, В. С. Колунин // Приборы и техника эксперимента. – 2017. – № 3. – С. 135-139.
3. 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.
4. ГОСТ Р 50516-93. Мембраны полимерные. Метод определения точки пузырька плоских мембран. – Введ. 1993-03-09. – Москва: Госстандарт России, 1993. – 8 с.
5. 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.

#### **Перспективы использования мезозойских подземных вод северной части Западно-Сибирского мегабассейна.**

*Лазутин Н.К.*

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

Подземные воды мезозойского гидрогеологического бассейна универсальны в своем использовании. По своему назначению для народнохозяйственных целей они подразделяются на лечебные, термальные и промышленные [1, 2]. Ниже приводится их краткая характеристика.

##### **Лечебные**

Ямало-Ненецкий нефтегазодобывающий регион обладает минеральными водами, имеющими высокую бальнеологическую ценность, которые могут быть получены почти в любом его населенном пункте. Наиболее перспективными для бальнеологического использования является аптальб-сеноманский комплекс.

Азотные хлоридные натриевые воды с минерализацией 3-5 г/дм<sup>3</sup> вскрыты в районе г. Салехарда. Они приурочены к пескам нижнего мела, залегающим непосредственно под мерзлыми породами. Воды напорные (до 100-170 м). Статический уровень устанавливается на глубине 21 м ниже поверхности земли. Дебит отдельных скважин составляет 40-110 м<sup>3</sup>/сутки. Воды не используются.

Азотно-метановые и метановые гидрокарбонатно-хлоридные натриевые воды с минерализацией 3-10 г/дм<sup>3</sup> (без специфических компонентов и свойств) не имеют широкого площадного развития, вскрыты лишь единичными скважинами на Новопортовской и Уренгойской площадях. На Новопортовской площади они встречены в песчаниках верхнего мела на глубине 960-1200 м, на Уренгойской – в песчаных отложениях юрского возраста. Точных сведений о дебитах нет. В г. Салехарде вскрыта в юрских отложениях на глубине гидрокарбонатно-хлоридная натриевая вода с минерализацией 1,0 г/дм<sup>3</sup> и очень высоким содержанием органического вещества.

Бальнеологическая группа йодных, бромных и йодо-бромных вод на распространена почти повсеместно. Они встречены скважинами в отложениях верхнего и нижнего мела, юры и породах палеозойского фундамента. По составу газа они азотно-метановые и метановые. По химическому составу среди них выделяются гидрокарбонатно-хлоридные и хлоридные натриевые с минерализацией 3-25 г/дм<sup>3</sup>.

Йодные гидрокарбонатно-хлоридные и хлоридные натриевые воды с минерализацией 10-25 г/дм<sup>3</sup> распространены широко. Они встречены нефтяными скважинами в песчаных отложениях верхнего и нижнего мела и юры. Воды напорные. Скважины самоизливают с дебитом 0,3-30,0 л/с. В целом минерализация увеличивается с увеличением глубины залегания горизонта от обрамления по направлению к центру бассейна. Вверх по разрезу количество брома и йода обычно уменьшается, но наблюдаются районы с более высоким содержанием йода в более верхних горизонтах – площади Губкинская, Комсомольская [3].

Общие эксплуатационные ресурсы минеральных подземных вод по территории Ямало-Ненецкого нефтегазодобывающего региона не оценивались.

Лечебные минеральные подземные воды хлоридного натриевого состава с минерализацией 15-22 г/дм<sup>3</sup> используются в санаториях гг. Ноябрьск, Надым, Новый Уренгой.

В санаториях г. Ноябрьска подземная вода хлоридная натриевая йодо-бромная и бромная с минерализацией 18-20 г/дм<sup>3</sup>. В ней содержатся: бром (64,79-68,73 мг/дм<sup>3</sup>), йод (2,54-5,92 мг/дм<sup>3</sup>), метакремниевая кислота (2,93-9,92 мг/дм<sup>3</sup>). В 2001 г. ГКЗ утверждены запасы сеноманских подземных вод для бальнеологического применения в объеме 0,216 тыс. м<sup>3</sup>/сутки по категории В.

В санаториях г. Надыма подземная вода хлоридная натриевая с минерализацией 19,3 г/дм<sup>3</sup>. В ней содержатся: бром (47,2 мг/дм<sup>3</sup>), йод (28 мг/дм<sup>3</sup>), бор (131,0 мг/дм<sup>3</sup>). В 2002 г. ГКЗ утверждены запасы сеноманских подземных вод для бальнеологического применения в объеме 0,09 тыс. м<sup>3</sup>/сутки по категории В.

Подземные воды на территории, близкой к г. Новый Уренгой, имеют минерализацию около 20 г/дм<sup>3</sup> и хлоридно натриевый состав. В ней содер-

жаты: бром (40-60 мг/дм<sup>3</sup>), йод (18-40 мг/дм<sup>3</sup>), бор (60-80 мг/дм<sup>3</sup>). В 2003 г. ГКЗ утверждены запасы сеноманских подземных вод для бальнеологического применения в объеме 0,082 тыс. м<sup>3</sup>/сутки.

### Термальные

К термальным водам обычно относят воды с температурой выше 20°C. Существует несколько классификаций подземных вод по температуре. В гидрогеологии распространена классификация К. Ф. Богородицкого, в которой выделяются три группы вод: холодные, низкотермальные и высокотермальные [4]. Термальные воды можно использовать в отопительных нуждах.

Наиболее прогретая зона с температурой от +125°C и более прослеживается на глубинах 3000 м, а в северной части бассейна 3500-3700 м. На севере термальные воды встречаются до Карского побережья. Температура воды из водоносного комплекса апт-альб-сеномана на глубине пласта колеблется от +20 до +60°C, редко более (табл. 1).

Таблица 1

Средняя температура пластовой воды мезозойского возраста северной части Западно-Сибирского мегабассейна

Нефтегазоносная область	Месторождение	Температура пластовой воды (°C)		
		Апт-Альб-Сеноман	Неоком	Юра
Надым-Пурская	Юбилейное	32	н/д	н/д
	Еты-Пуровское	70	68	100
	Западно-Таркосалинское	51	78	104
Среднеобская	Средне-Итурское	20	н/д	88
Ямальская	Новопортовское	28	51	81
	Южно-Тамбейское	44	66	н/д
Васюганская	Верхне-Толькинского	30	н/д	н/д
Гыданская	Восточно-Мессояхское	22	60	78

### Промышленные

Под промышленными водами понимают воды, содержащие полезные компоненты в количестве, при котором их извлечение и последующее использование в народном хозяйстве экономически эффективно. В настоящее время во многих странах из подземных вод извлекают йод, бром, бор, рубидий, калий, магний, поваренную соль, сульфаты натрия и калия и другие компоненты [3]. Исходя из химического состава пластовых вод Ямало-

Ненецкого нефтегазодобывающего региона, ожидаемыми промышленными компонентами могут являться: бром, йод и окись бора.

Исходя из обзора имеющихся данных, на обследованной территории отмечаются единичные точки, обладающие нормативным содержанием минеральных вод промышленного типа.

#### Библиографический список

1. Абатурова, И. В. Оценка ресурсов и качества подземных вод Ямало-Ненецкого автономного округа / И. В. Абатурова, В. А. Бешенцев. – Екатеринбург: Институт геологии и геохимии УрО РАН, 2003. – 394 с.

2. 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.

3. Матусевич, В. М. Гидрогеология нефтяных и газовых месторождений Западной Сибири : учебное пособие / В. М. Матусевич, Н. Г. Шубенин, В. Т. Цацульников. – Тюмень, 1990. – 102 с.

4. Матусевич, В. М. Нефтегазовая гидрогеология : учебное пособие / В. М. Матусевич, Л. А. Ковяткина. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2010. – 216 с.

Научный руководитель: Бешенцев В.А., д-р геол.-минерал. наук, профессор.

#### **Формирование устойчивого развития Нефтеюганского района на основе исследования ландшафтно-экологической составляющей**

*Пайвина Д.Д.*

*МКУ «Управление градостроительного планирования», г. Тюмень*

В условиях инженерного и промышленного освоения территории земельно-имущественного комплекса (ЗИК) Нефтеюганского муниципального района, а также сложившихся природно-климатических особенностей его развития сложилась реальная необходимость в научных разработках, обеспечивающих оптимизацию негативного воздействия на его природно-территориальный комплекс (ПТК).

В связи с этим, в качестве цели нами принято исследование как самой ландшафтно-экологической составляющей, так и установления степени ее воздействия на формирование наиболее устойчивого комплексного развития территории Нефтеюганского муниципального района.

*В качестве предмета исследования предложена методика оценки ландшафтно-экологической составляющей методика моделирования исследуемого земельно-имущественного комплекса с перспективой его устойчивого развития.*

*Практическая значимость* выражена [3]:

1. Решением природоохранных задач, которые требуют исключения из рассмотрения любого варианта перераспределения земель и организации территории, наносящего ущерб окружающей природной среде.

2. Максимальным учетом природных, ландшафтных свойств исследуемой территории и экологической устойчивости отдельных ее частей при организации землевладений, землепользований и территориальном размещении производства и его отраслей, что в свою очередь обуславливает рациональную организацию использования природных (в том числе земельных) ресурсов.

3. Организацией туристско-рекреационного землепользования на основе комплексного анализа ресурсного потенциала территории муниципального района как инструмента рациональной организации использования его природных ресурсов.

Для достижения поставленной цели решены следующие задачи:

- исследованы компоненты ландшафтно-экологической составляющей в их взаимосвязи;
- выполнена оценка состояния компонентов ландшафтно-экологической составляющей;
- определены весовые факторы формирования и развития ЗИК исследуемого района.

Ландшафтно-экологическая составляющая Нефтеюганского муниципального района представлена следующими более крупными компонентами (рисунок 1) [2].

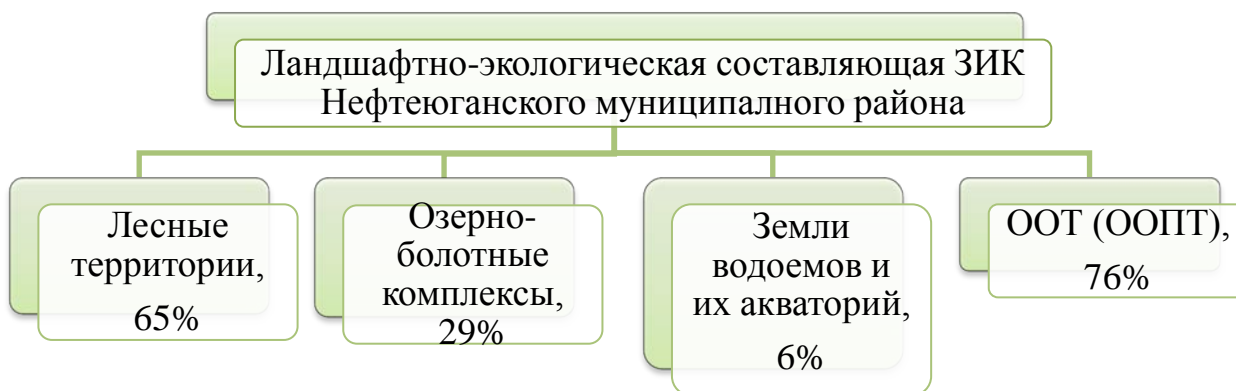


Рисунок 1. Ландшафтно-экологическая составляющая Нефтеюганского муниципального района

Исходя из оценки состояния представленных на рисунке 1, компонентов ландшафтно-экологической составляющей исследуемого района, нами установлено, что 35% ее территории находится в зоне средней степени загрязнения, и 10% отнесены к зоне сильного загрязнения.

Отмечая приоритет сохранения ландшафтного разнообразия, как одного из основных факторов внутреннего динамического равновесия природно-территориального комплекса (геосистемы) муниципального района



нами предлагается провести комплексную ландшафтно-экологическую оценку по следующим факторам и показателям, см. таблицу 1.

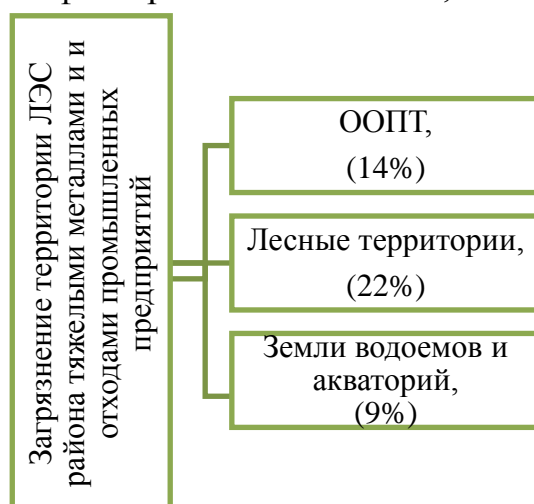


Рисунок 2. Загрязнение территории ЛЭС района тяжелыми металлами и отходами промышленных предприятий

Таблица 1

Основные показатели комплексной ландшафтно-экологической оценки ПТК муниципального района (фрагмент)

Факторы	Оценочные показатели
структурно-морфологический	морфологическая структура ландшафтов на уровне типов местности и их вариантов
	коэффициент ландшафтно-экологического обеспечения
степень антропогенной нарушенности ландшафтов (ПТК)	структура основных классов и типов антропогенных ландшафтов
	коэффициент антропогенной приобработанности ландшафтов
	индекс фрагментарности ландшафтов
экологически значимые факторы	неблагоприятные экологически-значимые факторы
	благоприятные экологически-значимые факторы
	степень экологической устойчивости (интегральный показатель)
экологические ограничения и обременения прав в использовании земельных ресурсов ЗИК муниципального района	ландшафтно-экологические зоны
	режим использования
	консервация
	рекультивация
	природоохранная трансформация

## Библиографический список

1. Ландшафтно-экологический анализ территорий муниципальных образований [Текст] / В. Б. Михно, В. Н. Бевз, А. С. Горбунов [и др.] // Вестник ВГУ серия "География. Геоэкология". – 2014. – № 3. – С. 40-48.
2. Пайвина, Д. Д. Организация туристско-рекреационного землепользования на основе исследования потенциально-пригодных территорий Нефтеюганского муниципального района [Текст] / Д. Д. Пайвина // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXII Международного симпозиума студ., аспирант. и молодых ученых. – Томск, 2018. – Т. 1. – С. 665-667.
3. Территориальное планирование, градостроительство и прогнозирование: учеб. пособие [Текст] / М. А. Подковырова, А. М. Олейник, А. А. Матвеева, Е. А. Иваненко. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2016. – 222 с.

Научный руководитель: Подковырова М.А., канд. с.-х. наук, доцент.

### **Ранжирование фонда структур бассейнов, осложненных траппами на основе оценки геологических рисков**

*Полищук А.В.*

*ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень*

Объектом исследования является один из нефтегазоносных бассейнов Южной Америки, представляющий собой «атипичную» нефтегазовую систему, которая в мезозойское время испытала интенсивное влияние траппового магматизма [1]. Суммарная мощность пластовых интрузий (силлов) в бассейнах такого типа может составлять 1/3 от мощности осадочных пород, что сказывается, не только на внутренней структуре самого разреза осадочного чехла, но и на специфике развития нефтегазовой системы таких бассейнов.

В отличие от осадочных бассейнов, где нефтегазовые системы реализуют потенциал последовательно с погружением нефтегазоматеринских пород (НГМП) на большую глубину, «атипичные» нефтегазовые системы имеют свои особенности, которые проявляются в специфике распределения залежей по площади и в фазовом составе УВ. Особенности обусловлены термическим влиянием трапповых интрузий на: интервал НГМП, интенсивность процессов генерации, миграцию и аккумуляции УВ. Перспективы нефтегазоносности и объем реализуемого потенциала в бассейнах такого типа зависит от времени, длительности проявления траппового магматизма и степени зрелости НГМП на момент внедрения силлов.

В настоящее время существуют два подхода к оценке геологических факторов, позволяющих повысить вероятность нахождения залежи УВ. Первый – количественный, основан на коэффициентной оценке пяти-семи геологических факторов рисков [2]. Второй – качественный, основан на

ранжировании территории по степени низкого, среднего и высокого риска [3]. Качественный подход часто основан на субъективной оценке, что не позволяет корректно учитывать геологические риски при постановке ГРП. Количественный подход более объективен. Как правило, его основой является численная унифицированная система оценки геологических рисков, часто имеющая интервал изменения параметров в пределах максимального и минимального значения. Несмотря на то, что дисперсия разброса значений параметров не очень большая, это все равно вносит элемент субъективности, что сказывается на успешности поиска залежей УВ, особенно в бассейнах, которые претерпели активное влияние траппового магматизма.

Для снижения рисков по неуспешному бурению в рамках изучаемого бассейна при проведении ГРП автором предложено обоснование численных показателей оценки геологических рисков.

По результатам выполненной работы определены ключевые геологические риски, количественно обоснованы значения параметров каждого риска. Выполненное 3D-бассейновое моделирование позволило оценить современную степень катагенеза нефтегазоматеринских толщ в различных частях бассейна, направления латеральной и вертикальной миграции, объемы аккумуляции прогнозных ресурсов, что послужило основой для определения риска по заполнению перспективных ловушек УВ.

Для того чтобы ранжировать по перспективности выявленный фонд структурных поднятий выполнена оценка вероятности успеха поисково-разведочного бурения ( $P_g$ ), учитывающая предшествующий опыт ГРП в этом бассейне. Проанализированы такие геологические факторы как: наличие и качество коллектора, наличие ловушки, качество покрышки, заполнение ловушки УВ, сохранность залежи. Оценка выполнена в стохастическом варианте. В ходе работы выполнено сравнение модельных и фактических результатов по каждому продуктивному пласту, проведена коррекция вероятностей доминирования того или иного геологического фактора и выполнена проверка системы оценки  $P_g$  путем сравнения модельного и фактического коэффициента успеха в бассейне.

Предлагаемая в работе система геологических рисков позволила ранжировать по очередности ввода в бурение эти выявленные локальные структуры и способствует снижению рисков по неуспешному бурению поисковых скважин.

### Благодарности

Автор выражает глубокую благодарность Руководителям Компании RN-Brazil В.В. Ляховичу, А.А. Жукову, С. Ростиролле и геологическому отделу за тесное взаимодействие, способствовавшее правильному пониманию геологии региона и за возможность использования материалов.

## Библиографический список

1. Magoon, L. B. The petroleum system / L. B. Magoon, W. G. Dow // AAPG Memoir. – 1994. – № 60. – P. 3-23.
2. The CCOP guidelines for risk assessment of petroleum prospects. – 2000. – P. 1-35.
3. McMaster, G. E. Fourteen years of risk assessment at Amoco and BP 'A prospective look at the processes and impact' / G. E. McMaster, P. D. Caragher // Conference Abstracts, Canadian Society of Exploration Geophysics. – 2003. – P. 1-4.

### **Исследование прочностных характеристик тампонажного камня с добавлением фибры**

*Рожков С.Ю.*

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

К концу второго десятилетия 21 века увеличилось количество скважин со сложными условиями бурения. Значительно выросли глубины бурения, а соответственно, и температуры, при которых выполняются основные операции. При этом тампонажный камень, находящийся в заколонном пространстве, подвергается длительному термическому воздействию. В высокотемпературных скважинах статическая забойная температура порой превышает 170 °С.

Лабораторными и промысловыми исследованиями, выполненными А. И. Булатовым, Д. Ф. Новохатским и другими показано, что в этих условиях происходит деструкция цементного камня. При воздействии высоких температур изменяется сама структура сформировавшегося тампонажного камня вследствие обезвоживания и разрушения пространственной решетки кристаллогидратов при их дегидратации, сопровождаемые потерей прочности.

В настоящее время изучено множество различных добавок для улучшения физико-механических свойств тампонажного камня, в частности устойчивости к динамическим нагрузкам. Одной из таких добавок являются армирующие добавки на основе фибры из полипропилена или базальта.

Для определения прочностных и теплофизических характеристик изготавливали образцы в виде кубиков на основе портландцемента. Изучали как образцы только с портландцементом, так и образцы с добавлением фиброволокон на основе полипропилена, с размером волокон 6, 12 и 18 мкм.

Для исследования прочности на сжатие тампонажного камня без добавки и с добавкой полипропиленовой фибры были изготовлены образцы в виде кубиков размером 70x70x70 мм (рисунок 1) Исследования при высоких температурах проводились путем прогрева камня в паровой бане.

Образцы прогревали в диапазоне температур 20-80 °С, 80-140°С. Затем нагретые образцы нагружали с постоянной скоростью на гидравлическом прессе до разрушения.



Рисунок 1. Образцы тампонажного камня для проведения испытаний

При проведении экспериментов выявлен характер разрушения цементных образцов без добавки и с добавкой полипропиленовой фибры. Установлено, что в диапазоне температур 20-80 °С для образца тампонажного камня без добавки фибры характерно разрушение с откалыванием составных компонентов (рисунок 2). Разрушение же цементных образцов с добавкой фибры в данном интервале температур было пластичным, практически без изменения формы.



Рисунок 2. Разрушение цементного камня

При прогреве цементных кубиков без добавки фибры в диапазоне 80-140 °С под воздействием нагрузки образцы разрушались с рассыпанием составных компонентов камня. Возможно, это происходило вследствие уменьшения сцепления между частицами тампонажной смеси в результате прогрева образцов до высоких температур. Температура плавления фибры на полипропилене составляет 140 °С. Было выявлено, что при нагреве образцов камня до 140 °С прочность на сжатие увеличивается благодаря уплотнению структуры цементного камня которое происходит вследствие плавления полипропиленовой фибры. Разрушение полученных образцов с фиброй были минимальные, наблюдается появление трещин небольшого размера.

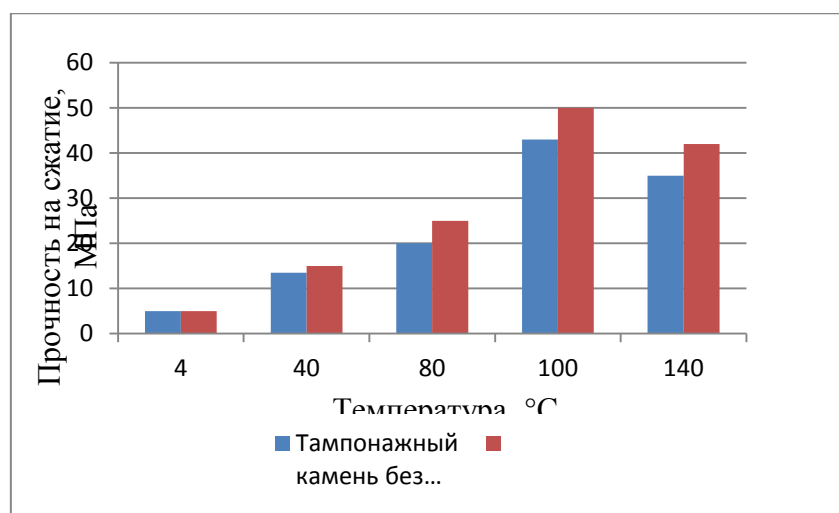


Рисунок 3. Зависимость прочности на сжатие от температуры прогрева камня

Исследования прочности тампонажного камня с полипропиленовой фиброй на осевое сжатие при высоких температурах выявили зависимость, представленную на диаграмме 1. Видно, что при увеличении температуры прочность на сжатие увеличивается, а после 100°C начинает снижаться. На 20 % на каждые 20 °C.

#### Библиографический список

1. Тампонажные шлаковые цементы и растворы для крепления скважин /А. И.Булатов, Д. Ф. Новохатский. – Москва : Недра, 1975.– 224 с.
2. Агзамов, Ф. А. Влияние фиброармирования на свойства тампонажных материалов / Ф. А. Агзамов, М. А. Тихонов, И. Н. Каримов // Территория нефтегаз. – 2013. –№ 4. –С. 76-80.

Научный руководитель: Овчинников В.П., д.т.н., профессор.

### **Оценка эффективности проведения обработки призабойной зоны пластов ачимовской толщи на месторождении Западной Сибири**

*Садриева С.М.*

*Казанский (Приволжский) федеральный университет, г. Казань*

При разработке нефтяных месторождений применяют различные методы воздействия на пласт и призабойную зону пласта (ПЗП), направленные на максимально эффективное и экономически рентабельное извлечение нефти.

Технологии обработки призабойной зоны (ОПЗ) нашли широкое применение из-за простоты проведения воздействия, низких эксплуатационных затрат и низкой стоимости. Целью ОПЗ является восстановление или улучшение фильтрационно-емкостных свойств призабойной зоны пласта.

Выбор метода воздействия на пласты ачимовской толщи исследуемого месторождения осуществляется с учетом геолого-физических условий, фильтрационно-емкостных свойств коллекторов, а также физико-химических свойств пластовых флюидов, особенностей разработки залежей, материально-технической базы, природно-климатических и экологических условий региона.

Обоснованные представления об особенностях геологического строения ачимовской толщи начали складываться в конце 70-х годов с появлением основополагающих работ А. Л. Наумова, в которых он предлагал рассматривать эти слои как фондоформные отложения, синхронные какому-либо из песчаных пластов ундоформы [1]. Отсюда следует, что ачимовские образования представляют собой песчано-алевролитовые конуса выноса, консолидировавшиеся в относительно глубоководной части палеоморя.

В связи с низкими коллекторскими свойствами пластов ачимовской толщи (низкая проницаемость коллекторов, высокая степень расчлененности, низкая нефтенасыщенность) и особенностями геологического строения проведение ОПЗ является актуальной задачей [2].

Основной объем ОПЗ на исследуемом месторождении был выполнен с применением технологий кислот и кислотных составов по истечению 8 месяцев со дня проведения ГРП.

Был проведен анализ эффективности ОПЗ сравнением коэффициентов продуктивности при установившихся режимах скважины до и после проведения обработки.

Промысловые результаты проведения кислотных обработок ПЗП показали, что эффективность данного вида работ на месторождении составляет 85 %, средний технологический эффект – 539,5 т/скв-опер. Длительность эффекта в среднем составляет 4,5 месяцев.

Однако, следует учитывать тот факт, что 15% являются неуспешными в связи с высокой обводненностью скважины и недостижением проектных показателей.

По полученным результатам работы, можно сделать выводы о том, что основными причинами не достижения планового прироста дебита нефти являются:

– проведение ОПЗ с целью недопущения дальнейшего падения дебитов, для поддержания базового уровня добычи после недавно проведенного ГРП;

– рост обводненности продукции после ОПЗ по причине заколонного перетока, подтягивания подошвенных и закачиваемых вод.

Проведение кислотных обработок в уже обводненных скважинах способствует увеличению обводненности продукции в несколько раз. Следовательно, учитывая повышенную текущую обводненность, необходимо проводить исследования по выявлению происхождения добываемой воды и местонахождения обводненных интервалов. Это поможет исключить обводненный



участок пласта от воздействия кислотным раствором. При этом целесообразно будет проводить поинтервальную или направленную обработку.

В дальнейшем при подборе скважин под ОПЗ необходимо учитывать данный отрицательный факт.

#### Библиографический список

1. Наумов, А. Л. К методике реконструкции рельефа дна Западно-Сибирского раннемелового бассейна / А. Л. Наумов // Геология и геофизика. – 1977. – № 10. – С. 38-47.

2. Севастьянов, А. А. Особенности геологического строения ачимовских отложений на территории ХМАО-Югры / А. А. Севастьянов, К. В. Коровин, О. П. Зотова // Академический журнал Западной Сибири. – 2016. – Т. 11. – № 1. – С. 6-9.

Научный руководитель: Мухаметшин Р. З., д.г.-м.н., профессор.

### Литологическая типизация разреза для оценки ресурсов в отложениях баженовской свиты Имилорского месторождения

Сивкова А.В., Долматова С.С.

ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени

На настоящее время накоплен значительный объем информации о коллекторских свойствах отложений баженовской свиты (БС), но их оценка по данным ГИС до сих пор является неординарной задачей.

Баженовский горизонт может быть расчленен на два относительно контрастных интервала: нижнюю и верхнюю толщи [1] (рис. 1).

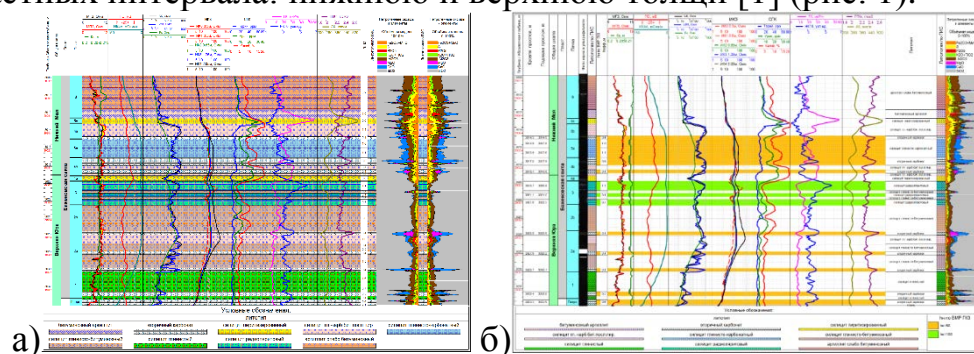


Рисунок 1. Расчленение разреза БС (скв. 401Р): а) литотипизация разреза по данным ГИС и спектрометрии; б) выделение перспективных интервалов по данным ГИС, спектрометрии и свечения керн в УФ свете

В интервале баженовской свиты Имилорского месторождения выделено девять литотипов, которые, согласно «Временному методическому руководству по подсчету запасов нефти в трещинных и трещинно-поровых коллекторах в отложениях баженовской толщи Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции» (ВМР) [1], объединены в три класса по типу «све-



тофора»: кремнистые радиоляриты (зеленый) – коллекторы с хорошими емкостными и механическими свойствами, их толщину ВМР рекомендует учитывать в полном объеме ( $h \approx 100\%$ ); карбонатизированные породы (желтый) – условные коллекторы, поэтому их толщину рекомендуется учитывать не в полном объеме ( $h = 50\%$ ); глинисто-битуминозные породы (красный) – неколлекторы ( $h = 0\%$ ).

На гистограммах (рис. 2) показано распределение выделенных литотипов по толщам и пачкам баженовской свиты Имилорского месторождения.



Рисунок 2. Распределение литотипов в баженовской свите Имилорского месторождения

Наиболее перспективными являются кремнистая пачка 3 и высококарбонатизированный слой 5а, а наиболее глинистыми – пачка 1 и 6.

В представленной работе выполнена детализация модели в интервале баженовской свиты. Стратификация разреза позволила провести детальную послойную корреляцию, которая стала априорной информацией при интерпретации геофизических разрезов скважин Имилорского месторождения. Сохранившийся стратиграфический объём пластин баженитов оценивался по детальной корреляции и послойной интерпретации скважин как в нормальном залегании БС, так и в аномальном. В межскважинном пространстве толщины пластин и их протяженность оценивались с учетом материалов 3D-сейсморазведки. На Имилорском месторождении было выделено три области (зоны): 1) ненарушенного залегания баженовской свиты, 2) АРБ с хорошей сохранностью пластины (сохранена целостность пачек от 2 до 6), 3) АРБ с отсутствием сохранных пластин баженитов или высокой раздробленностью пластины баженитов, которая впоследствии исключалась из оценки ресурсов (рис. 3).

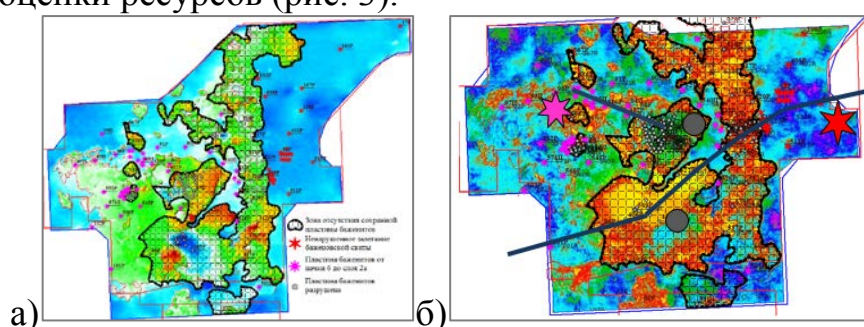


Рисунок 3. Карта толщин баженовской свиты в ненарушенном и аномальном залегании (с зоной отсутствия сохранной пластины баженитов) (а) и карта средних значений амплитуд, взвешенных по фазе, вдоль ОГ Б (ЦСИ КНИПИ, 2015 г.) (б)

На схемах корреляции демонстрируются выделенные области баженовской свиты (рис. 4).

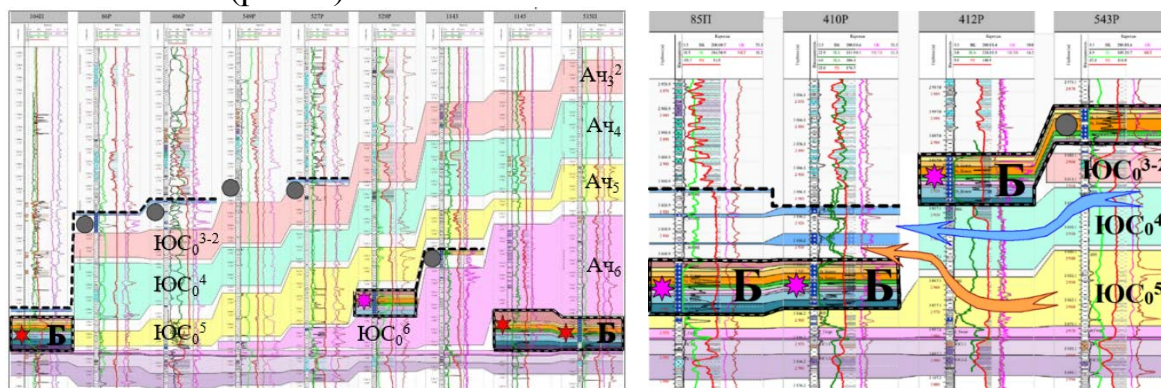


Рисунок 4. Схемы корреляции, демонстрирующие выделенные области баженовской свиты

Для оценки ресурсов в отложениях баженовской свиты Имилорского месторождения проведено картирование основных параметров для кремнистых радиоляритов и карбонатизированных разностей с учетом информации по всем скважинам (более 200 скважин): эффективные толщины, коэффициенты пористости, показатель относительного объема легких углеводородов  $S_1$  и объемная плотность породы  $\rho_{п}$  для этих литотипов.

На Имилорском месторождении «живая» нефть из баженовской свиты ( $0,2 \text{ м}^3/\text{сут}$ ) была получена в 1987 году при испытании скважины 108P, которая находится в области ненарушенного залегания баженовской свиты.

При расконсервации этой скважины в 2018 году после отогрева устья скважина начала переливать нефтью и газом, при том, что перфорация колонны была только в интервале баженовской свиты. Объем нефти при разрядке составил около  $10 \text{ м}^3$ . Геохимический анализ отобранной поверхностной пробы нефти показал её отличие (более тяжёлая) от нефтей пласта ЮС<sub>1</sub>. Проведён ГРП в интервале баженовской свиты, скважина готовится к испытанию на режимах.

Оценка ресурсов нефти в породах баженовской свиты проведена двумя методами, регламентированными ВМР [2]: объемным методом и методом пиролитических параметров.

На Имилорском месторождении оценка ресурсов выполнена как для зоны ненарушенного залегания баженовской свиты, так и для аномального, за исключением области отсутствия выдержанной пластины битуминозных разностей. Показано соотношение запасов в породах баженовской свиты с разделением на два класса коллекторов, подсчитанных разными методами и в разных зонах

В представленной работе выполнена детализация модели в интервале баженовской свиты Имилорского месторождения.

В зонах ненарушенного и аномального залегания баженовской свиты (АРБ) на основе выполненной литотипизации проведена детальная корре-

ляция, построены карты подсчетных параметров, выполнена оценка ресурсов объёмным методом и методом пиролитических параметров. Уточненная и опробованная методика литотипизации и зонирования отложений баженовской свиты рекомендуется для внедрения в практику оценки ресурсов.

#### Библиографический список

1. Немова, В. Д. Факторы продуктивности баженовского горизонта во Фроловской мегавпадине / В. Д. Немова, И. В. Панченко // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2017. – Т. 12. – № 4. – С. 6.

2. Временное методическое руководство по подсчету запасов нефти в трещинных и трещинно-поровых коллекторах в отложениях баженовской толщи Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции // Недропользование XXI век. – 2017. – № 4. – С. 102-115.

Научный руководитель: Гильманова Н.В., канд. геол.-минерал. наук, доцент.

#### **Методика расчета закачки и отбора газа в подземное хранилище линейного типа**

*Старшинов Л.С., Старшинова П.В.*

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

Для определения перемещения ГВК и колебания давления в газовой полости хранилища используется простейшая модель подземного газохранилища - расчет линейного ПХГ (закачки и откачки газа через галерею скважин) [Лурье, 2001, с.48].

Представим, что подземное хранилище газа представляет тонкий пласт постоянной мощности  $h_0$ , который наклонен к горизонту под углом  $\alpha$ , причем  $\alpha$  меньше 0, рисунок 1.

Отборы и закачки газа через галерею при том, что фильтрация фаз осуществляется в перпендикулярном ряду направлении. Возьмем проекцию последнего на горизонтальную плоскость как ось ОХ. Линейный ряд эксплуатационных скважин находится в сечении  $X=0$  пласта, а в сечении  $X=L$  – галерея разгрузочных скважин, которая поддерживает в сечении неизменное давление  $P_k$ .

Поверхность раздела «газ-вода»  $AA_1$  горизонтальная, где  $x=a(t)$  – это закон движения точки  $A$  пересечения кровли пласта с этой поверхностью. Данная граница разделяет пласт на части  $OAA_1$  (газ) и  $A_1AB$  (нефть).

Давление  $p(t)$  газа не зависит от пространственной координаты (так как вязкость газа мала), а в водоносной зоне скорость  $v(x,t)$  фильтрации воды и фильтрационный потенциал  $\Phi=p(x,t)+\rho_0gz(x)$  связаны законом Дарси:

$$v = -\frac{k}{\mu_g} \cdot \frac{\partial \Phi}{\partial x}, \quad (1)$$

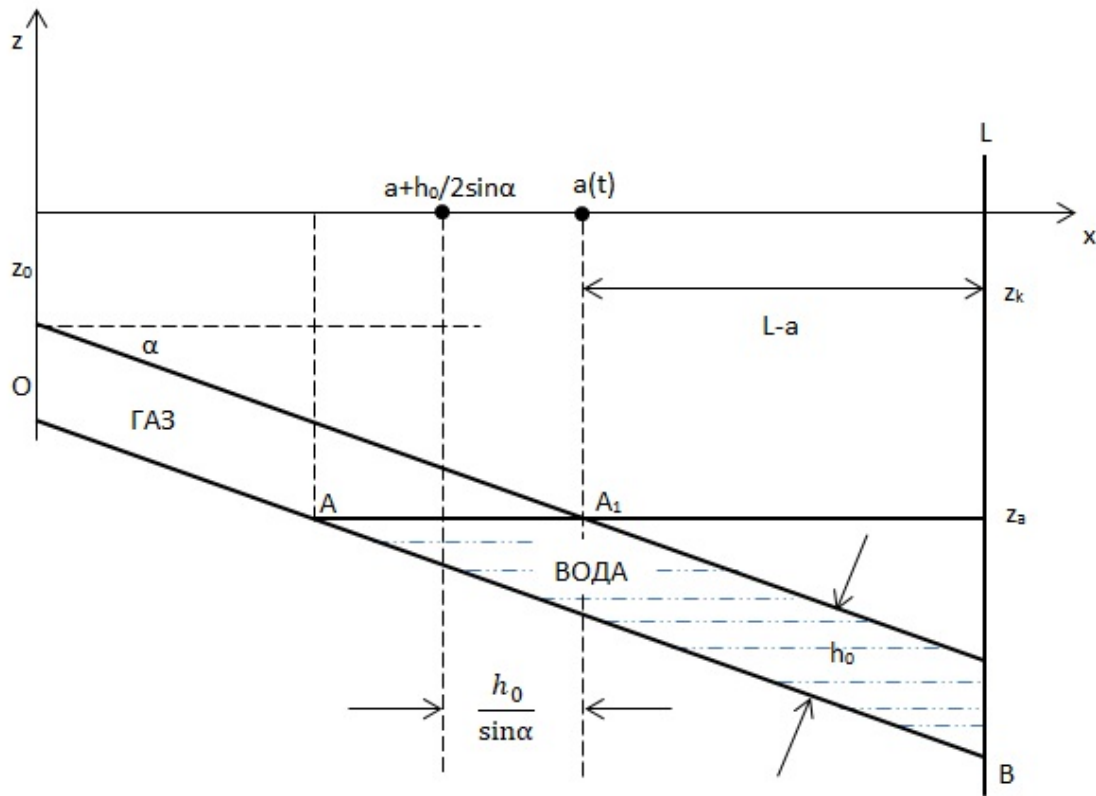


Рисунок 1. Схема линейного ПХГ с галереей скважин

Скорость воды не зависит от координаты  $X$  (вода считается несжимаемой жидкостью), поэтому фильтрационный потенциал  $\Phi$  изменяется линейно:

$$v = -\frac{k}{\mu_g} \cdot \frac{\Phi[a(t), t] - \Phi_k}{a(t) - L}, \quad (2)$$

или:

$$v = -\frac{k}{\mu_g} \cdot \frac{\Phi[p(t) - p_k] + \rho_g g \cdot (z_0 - z_k)}{a(t) - L} = -\frac{k}{\mu_g} \cdot \left( \frac{p(t) - p_k}{a(t) - L} + \rho_g g \cdot \operatorname{tg} \alpha \right) \quad (3)$$

Условие  $\overline{D}_n = da/dt$  на границе ГВК позволяет привести уравнение к обыкновенному дифференциальному для функции  $a(t)$ :

$$m \frac{da}{dt} = -\frac{k}{\mu_g} \cdot \left( \frac{p(t) - p_k}{a(t) - L} + \rho_g g \cdot \operatorname{tg} \alpha \right), \quad (4)$$

Для определения неизвестной функции давления в области, занятой газом  $p(t)$ , используем уравнение общего баланса газа, который находится в пласте, отбирается или закачивается в него, показывающее, что изменение массы  $M_g(t)$  газа в пласте равно массовому расходу  $q_g$ :

$$\frac{dM_g}{dt} = \frac{d}{dt} \left[ \rho_g \cdot \frac{a(t) + h_0 / (2 \sin \alpha)}{\cos \alpha} \cdot h_0 \cdot m \right] = q_g(t), \quad (5)$$

Плотность газа  $\rho_z$  уравнением состояния связана с давлением:

$$p = Z \cdot \rho_z \cdot RT, \quad (6)$$

где  $Z$  – коэффициент сверхсжимаемости газа;  $R$  – универсальная газовая постоянная;  $T$  – абсолютная температура. Используя уравнение (6) и считая процесс изотермическим, уравнение материального баланса примет следующий вид ( $\sin\alpha < 0$ ):

$$\frac{d}{dt} \left[ \frac{p(t)}{Z(p,T)} \cdot \left( a(t) + \frac{h_0}{2 \sin \alpha} \right) \right] = \frac{RT \cdot \cos \alpha}{m \cdot h_0} \cdot q_z(t), \quad (7)$$

Система уравнений (5) и (7) – замкнутая система уравнений для определения неизвестных функций  $p(t)$  и  $a(t)$ . Необходимы начальные условия, чтобы ее решить, которые задают начальное состояние газохранилища.

При заданном расходе  $q_z(t)$  уравнение (7) свободно интегрируется и дает алгебраическое соотношение представленное ниже:

$$\frac{p(t)}{Z(p,T)} \cdot \left[ a(t) + \frac{h_0}{2 \sin \alpha} \right] = \frac{p_0}{Z_0} \cdot \left[ a_0 + \frac{h_0}{2 \sin \alpha} \right] + \frac{RT \cdot \cos \alpha}{m \cdot h_0} \cdot \int_0^t q_z(t) dt, \quad (8)$$

где  $Z_0$  – значение коэффициента сверхсжимаемости газа, соответствующее давлению  $p_0$  и температуре  $T$ .

Данное соотношение позволяет выразить давление  $p(t)$  через координату  $a(t)$  ГВК.

#### Библиографический список

1. Лурье, М. В. Механика подземного хранения газа в водоносных пластах / М. В. Лурье. – Москва: Нефть и газ, 2001. – 350 с.

Научный руководитель: Колев Ж.М., канд. техн. наук, доцент.

### **Комплексирование геофизических методов с целью актуализации геологической модели.**

*Степанова М.А.*

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

#### **Введение**

На сегодняшний день актуальной является задача совместной интерпретации геофизических методов, играющих важную роль на всех стадиях геологоразведочных работ на нефть и газ.

Разведка и освоение крупных месторождений в Западной Сибири в значительной степени опираются на результаты сейсморазведочных работ 2D-3D. При этом исследуемые залежи характеризуются неоднородным геологическим строением, сложными сейсмогеологическими условиями и большим диапазоном глубин целевых интервалов, что затрудняет исполь-

зование сейсмических методов исследования и приводит к созданию менее достоверных геологических моделей исследуемых участков.

Вместе с тем, применение электроразведки позволит изучить геоэлектрические параметры перспективных интервалов разреза и уточнить контуры залежей углеводородов, выявленных по сейсморазведке. Также опираясь на данные бурения, электроразведка позволяет определить граничное значение коллектор-неколлектор и предполагаемый тип насыщения.

### **Сейсморазведочный исследования**

В настоящее время требования, предъявляемые к сейсморазведке, не ограничиваются выделением и объемным изучением геологических структур, перспективных для концентрации углеводородов, помимо этого перед ней встает задача изучение литологии, трещиноватости, пористости, флюидонасыщения пород, слагающих эти структуры, то есть получение необходимых параметров для создания полноценных геологических моделей.

Сейсморазведка с момента ее появления основывалась на использовании главным образом продольных отраженных волн. В настоящее время они продолжают оставаться основными при поисках и разведке месторождений нефти и газа. Определяющими факторами при этом являются: высокое отношение сигнал/помеха и их большая скорость распространения, позволяющая регистрировать волны еще до прихода обменных и поперечных волн. Совершенствование сейсморазведки на продольных волнах в направлении повышения ее глубинности, разрешающей способности, а также переход к объемной сейсморазведке способствовали все более широкому использованию 3-компонентной регистрации колебаний взамен групп 1-компонентных вертикальных сейсмоприемников. Трехкомпонентная запись, обеспечив возможность повышения качества результатов на продольных волнах, позволила приступить к более широкому внедрению волн другого типа, прежде всего обменных отраженных волн, не требующих для их возбуждения никаких специальных источников колебаний.

Повышение информативности разведки при комплексировании методов продольных, поперечных и обменных волн достигается за счет независимости получаемых каждым методом результатов, определение параметров одних волн через другие. Независимость получаемых материалов, относящихся к одному геологическому объекту (пласту, структуре), повышает общую достоверность результата при его вероятностной оценке.

В МВС основное внимание уделяют кроме продольных волн обменным отраженным волнам. Они являются основным источником информации об отражающей способности геологического разреза на поперечных волнах. Обменные волны обеспечивают:

- получение свойств сейсмического разреза независимые от продольных волн;
- более детальное изучение ВЧР;

- изучение природы «ярких пятен» выявленных на продольных волнах;
- моделирование среды в условиях газонасыщения и сложной тектоники.

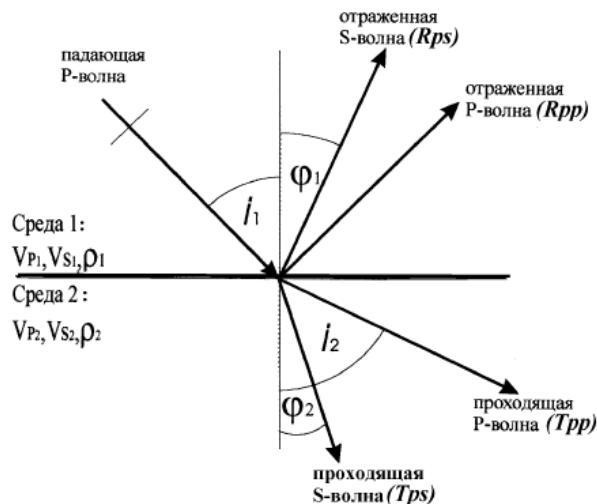


Рисунок 1 Схема образования обменных волн.

### Электромагнитные исследования

Современный уровень технических возможностей электроразведки позволяет решать сложные задачи, ранее трудновыполнимые. Так, в 2013 г. в пределах одного из лицензионных участков Тазовской губы был выполнен проект, целью которого являлась оценка перспектив нефтегазоносности не только меловых, но и юрских отложений. Необходимо отметить, что оценка перспектив юрских отложений — достаточно сложная задача, учитывая значительную глубину их залегания. Поэтому был применен комплекс методов электроразведки: ЗСБ, МТЗ, а также малоглубинные ЗСБ.

Электроразведочные работы методом глубинных ЗСБ проводились с целью получения геоэлектрических параметров разреза осадочного чехла исследуемого участка, оценки сопротивлений основных геоэлектрических комплексов, выявления зон развития коллекторов в меловых и юрских отложениях, перспективных в нефтегазоносном отношении.

Методом малоглубинных ЗСБ планировалось детально изучить геоэлектрическое строение верхней части разреза на глубинах от 10 – 20 до 400 м, а также картировать зоны распространения многолетнемерзлых пород.

Электроразведочные работы методом МТЗ были направлены на изучение геоэлектрического строения осадочного чехла (юрских и меловых отложений) и поверхности фундамента. Фактическая глубинность МТЗ может превышать 9000 м.



По результатам данных работ были определены признаки наличия залежей УВ: повышение удельного электрического сопротивления коллекторов и перекрывающих их отложений.

Необходимо отметить, что применение ЗСБ позволяет уточнить контуры залежей углеводородов, выявленных по сейсморазведке. Опираясь на данные бурения, петрофизические зависимости и емкостные характеристики коллектора (по сейсморазведке), возможно перейти к прогнозу типа его насыщения – определению коэффициента остаточной водонасыщенности.

Особенный интерес представляет прогноз нефтегазоносности среднеюрских отложений, где поведение коллектора очень изменчиво и тип насыщения напрямую не зависит от структурного фактора. В данных условиях применение электроразведки актуально, особенно на поисковых и разведочных этапах.

### **Выводы**

Результаты, полученные с помощью интегрирования сейсморазведочных и электромагнитных зондирований, позволяют существенно повысить детальность и непротиворечивость геологической модели участков на всех этапах исследований: от поисково-разведочных работ до стадии разработки и эксплуатации месторождений углеводородов. Это позволяет вполне обосновано рекомендовать комплексное использование сейсморазведки и несейсмических методов.

### **Библиографический список**

1. Многоволновая сейсморазведка: краткий библиографический справочник / В. М. Кузнецов, Г. А. Шехтман, Д.Т. Хандамиров, И. П. Коротков. – Тверь, 2010. – 358 с.

2. Интегрирование данных электромагнитных и сейсморазведочных исследований на всех стадиях геологоразведочных работ: от поисково-оценочного этапа до разработки месторождений углеводородов / И. В. Буддо [и др.]. // Экспозиция нефть газ: Набережные Челны, 2018. – С. 24-28.

## **Защита магистральных газо- и нефтепроводов на переходах через железнодорожные пути**

*Теплякова К.М.*

*Многопрофильный колледж ТИУ, г. Тюмень*

Цель исследования – выявить наиболее эффективные средства пассивной защиты перехода магистрального газопровода через железнодорожные пути.

В связи с динамическим развитием городов, сопровождающимся ростом населения, вхождением ранее промышленных зон в состав селитеб-



ных, изменением градостроительных норм, участились случаи размещения жилых домов в опасной близости с прохождением магистральных трубопроводов. Существенным образом риск аварии повышается при расположении в черте города точек перехода МГНП через железнодорожные пути. Актуализируются проблемы дополнительной защиты трубопроводов с целью продления срока службы труб и уменьшения финансовых, временных и людских затрат. Применяемые материалы пассивной защиты трубопроводов, использованные при строительстве, физически устаревают быстро и морально уже не отвечают современным требованиям.

Теоретическая новизна исследования – выявление особенностей пассивной защиты трубопроводов с помощью пленки, ее способность к распределению блуждающих токов и обеспечению сохранности метал стенок труб.

Актуальность поиска новых средств пассивной защиты обоснована практической значимостью исследования: минимизации аварийных остановок и продления срока эксплуатационной службы магистральных железнодорожных переходов, увеличение временного периода между графиками капитальных ремонтов, снижение социального и экологического рисков.

Полученные результаты анализа помогут выделить наиболее перспективные изоляционные покрытия и предложить товаропроизводителям работать в направлении улучшения качества пассивных защит.

Для решения поставленной цели сформулированы следующие задачи:

1. Сравнить современные и наиболее эффективно используемые средства пассивной защиты магистрального трубопровода по показателям: коррозионной защиты, защиты от блуждающих токов, экологичности и экономичности

2. Аналитически определить наиболее стойкий к агрессивным средам изоляционный материал и составить таблицу показателей разброса.

3. Изучить и проанализировать современные изоляционные материалы (в т.ч. их свойства), способные быть использованные в качестве пассивной защиты трубы в месте перехода железнодорожных путей.

Для исследования поставленных задач в работе использованы методы сравнения, синтеза, вертикального и горизонтального анализа, классификации, гипотезы, дедукции и обобщения.

Источниковой базой послужили: учебная литература в рамках МДК.02.02, монографии, материалы научно-практических конференций, материалы СМИ, классификационные характеристики товаропроизводителей, патенты, изобретения.

Пассивная защита трубопроводов от коррозии представляет собой использование специальных покрытий с различными материалами для изоляции. Наиболее популярными считаются битумно-резиновые и изоляции из полимерных лент.

Независимо от материала покрытия к нему предъявляется ряд требований:

- герметичность;
- адгезия, то есть прочное сцепление с металлом;
- высокая диэлектрическая способность;
- отменная защита от электрического тока;
- хороший уровень прочности;
- устойчивость к механическим воздействиям в случае засыпки траншеи;
- приемлемая цена.

Основная суть пассивной защиты заключается в том, что на поверхность трубопровода наносится изоляционное покрытие. В отечественной практике оно производится на основе битума, полимерной ленты или напыленного полимера.

Наиболее популярным является первый вариант. Такая изоляция осуществляется на основе 85% нефтяного битума марки IV. При этом используется 15% минеральный наполнитель [1]. Чаще всего в ее качестве служит каолин. Данное покрытие отличается высокой стойкостью к механическим воздействиям. Но производить такие изоляционные работы возможно только при температуре до 0 С, что в условиях нашей климатической зоны неприемлемо.

Кроме того, чтобы адгезия была отменной, должна обеспечиваться чистота поверхности труб. Только в местах с идеальным блеском гарантируется прочное сцепление покрытия с материалом. Очистка производится как вручную, так и автоматически при помощи специальных станков. Следует отметить, что такая изоляция обязательно должна накладываться в горячем состоянии. Как показывает практика, такая изоляция не обладает достаточной механической прочностью и дает очень слабую защиту от блуждающих токов [2]. В случае частой эксплуатации трубопровода коррозия может образоваться на поверхности уже через 5-8 лет.

На основе анализа отечественных и зарубежных технологий пассивной защиты магистральных нефтепроводов, с учетом специфики перехода через железнодорожные пути, была предложена к использованию технология наложения композитных манжет. Манжета представляет собой полосу высокопрочного композитного материала на основе однонаправленного специального стекловолокна с матричной памятью свертывания. Использование манжеты позволяет предотвратить развитие имеющихся дефектов, перераспределить возникающее от блуждающих токов напряжение, исключить избыточные деформации стенки трубопровода и сохранить тем самым его эксплуатационные характеристики. Подтвержденная «продолжительность жизни» такой манжеты, по исследованиям производителя, составляет 50 лет [3].

Следовательно, применение композитных манжет способно снизить социальный и экологический риск в месте перехода МГНП железнодорож-

ных путей, обеспечив эффективность и экономичность эксплуатационных характеристик трубопровода.

#### Библиографический список

1. Защита подземных трубопроводов от коррозии [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.neftegaz-expo.ru/ru/ui/17060/>
2. Блуждающие токи. Защита от блуждающих токов [Электронный ресурс] . – Режим доступа: <http://electricalschool.info/spravochnik/poleznoe/1560-bluzhdajushhie-toki-zashhita-ot.html>
3. Протекторная защита от коррозии [Электронный ресурс] . – Режим доступа: <http://www.tehnoinfo.ru/korroziya/110.html>

Научный руководитель: Фишер Н.С., преподаватель высшей квалификационной категории

#### **Моделирование свойств пластовой воды на месторождениях с высокой минерализацией**

*Токмакова П.Г.*

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

Режим заводнения широко применяется при поддержании пластового давления и компенсации отборов жидкости в разрабатываемых продуктивных пластах. При таком режиме достигается высокий коэффициент извлечения нефти – до 0,6-0,7. Это обусловлено способностью воды, особенно пластовой минерализованной, хорошо отмывать нефть и вытеснять ее из пустот порового коллектора. Из потенциально возможных агентов, применимых для вытеснения нефти и поддержания пластового давления, предпочтительнее использовать подтоварную воду. Но, иногда, из-за низкой обводнённости добываемой продукции, подземные воды не представляют ценности как гидроминеральное сырьё. В этом случае экономически оправдано использование пресной воды. В свою очередь при использовании в системе ППД пресной воды и смешением ее с пластовой происходит изменение свойств пластовых вод, приводящие к изменению коэффициента вытеснения нефти, который, прежде всего, зависит от вязкости жидкости, проницаемости и, как следствие, скорости фильтрации. Таким образом, изменения в плотности и вязкости пластовых вод могут оказывать значительное влияние на характер потоков в пласте.[1] Вследствие этого возникает необходимость в правильной оценке свойств смеси водных фаз с различными минерализациями в пластовых условиях, что поможет описать процесс фильтрации жидкости в пласте.

Использование пресной воды для ППД влечет за собой возникновение областей с промежуточной минерализацией водной фазы. Концентра-

ция солей может меняться от максимального (исходная пластовая вода) до минимального (минерализация закачиваемой воды). Для моделирования свойств смесей рассолов и пресной воды в пласте необходимым и достаточным минимум входных параметров являются определяемые экспериментально свойства пластовой воды: плотность, вязкость, объемный коэффициент, коэффициент сжимаемости и пьезо-коэффициент вязкости пластовой воды.

На примере месторождений, где минерализация пластовых вод достигает до 470 г/л, были проведены лабораторные исследования. При таких высоких значениях минерализации, свойства воды зависят не только от общей минерализации, но и от солевого состава, который отличается содержанием различных ионов. Специфика концентрационных девиаций в том, что набор солей при этом остается неизменным. Следовательно, в качестве модели и при построении зависимостей закачиваемой смеси и пластовой воды при данных давлениях и температурах в зависимости от минерализации допустимо принять однокомпонентный рассол. [2]

Анализ экспериментальных данных показывает, что отношение плотности (вязкости) для смеси пластовой и закачиваемой воды и плотности (вязкости) раствора выбранной соли ( $NaCl$ ,  $CaCl_2$  и др.), при той же концентрации, практически не зависит от давления и температуры и равен их отношению при стандартных условиях:

$$\frac{\rho_{\text{пл.воды}}(M, P, T)}{\rho_{\text{р-р соли}}(M, P, T)} \cong \frac{\rho_{\text{пл.воды}}(M, P = 0,1 \text{ МПа}, T = 20 \text{ }^\circ\text{C})}{\rho_{\text{р-р соли}}(M, P = 0,1 \text{ МПа}, T = 20 \text{ }^\circ\text{C})}$$

Модель расчета начинается с плотности и вязкости пресной воды при заданной температуре и давлении (стандартные условия), которая затем модифицируется с учетом присутствия солей.[1] Корреляции позволяют найти плотность и вязкость пластовой воды с переменной минерализацией, в заданных условиях, основываясь на лабораторных исследованиях. При этом расчет в достаточной степени коррелирует с экспериментом (рисунок 1,2).

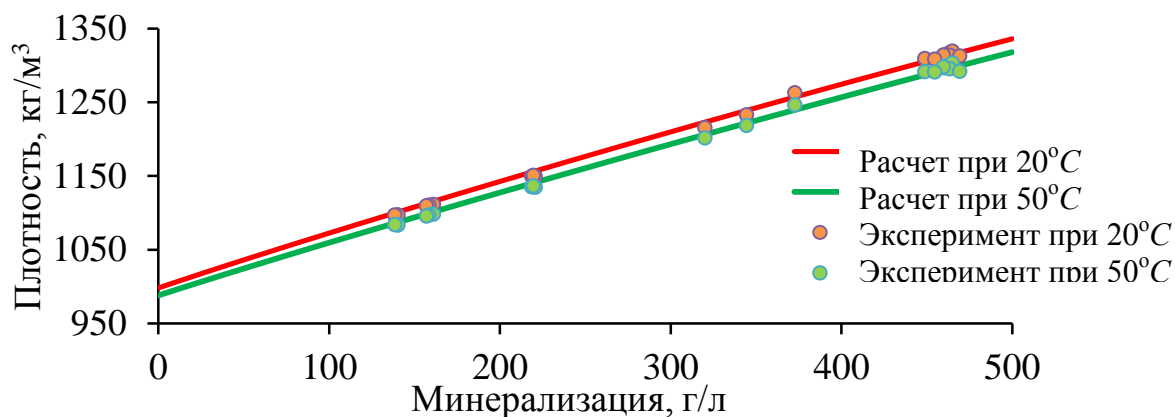


Рисунок 1. Зависимость плотности пластовой воды от минерализации при  $T = 20 \text{ }^\circ\text{C}$  и  $50 \text{ }^\circ\text{C}$ .

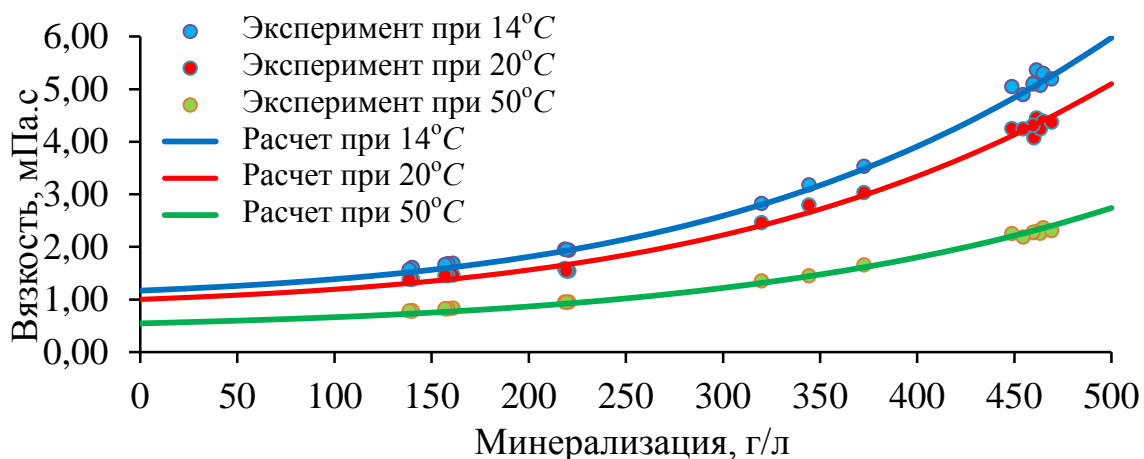


Рисунок 2. Зависимость вязкости пластовой воды от минерализации при  $T=14\text{ }^{\circ}\text{C}$ ,  $20\text{ }^{\circ}\text{C}$  и  $50\text{ }^{\circ}\text{C}$ .

В диапазоне условий, встречающихся в пласте, наибольшее влияние на плотность оказывает соленость, чем температура. Плотность и вязкость увеличиваются с повышением солености и давления, но как для плотности, так и для вязкости, давление вызывает наименьшее изменение из-за низкой сжимаемости воды. Вязкость в целом более чувствительна к температуре. При увеличении солености вязкость увеличивается, но повышение температуры оказывает обратное влияние на это свойство воды.[1]

#### Заключение и выводы:

Влияние солености, температуры и давления на плотность и вязкость пластовой воды необходимо учитывать при оценке потока основных жидкостей, поскольку полное игнорирование изменений этих свойств воды вносит существенные ошибки в оценку, как силы потока, так и направления. Метод основан на использовании измеренных в лаборатории плотности и вязкости пластовых рассолов при стандартных условиях.

Учитывая, что проницаемость породы изменяется в пределах нескольких порядков, различия, вносимые методом в оценку плотности и вязкости воды, скорее всего, незначительны, по сравнению с ошибками и неопределенностью, вносимыми при оценке свойств породы. Это особенно верно для пресной воды или с низкой соленостью, но, тем не менее, существуют ситуации, когда эти различия могут оказать значительное влияние, и в этом случае правильная оценка плотности и вязкости воды становится существенной. Особенно для рассолов с высокой минерализацией.

Существующие методы расчета свойств пластовой воды позволяют использовать данные в моделировании смеси водных фаз с различными минерализациями на основе лабораторных исследований.

#### Библиографический список

1. Adams, J. J. Equations of state for basin geofluids algorithm review and inter-comparison for brines / J. J. Adams, S. Bachu // Geofluids, 2002. – № 2. - P. 257-271.

2. McCain, W. D. Petroleum reservoir fluid property correlations / W. D. McCain, J. P. Spivey, C. P. Lenn. // Tulsa. PennWell Corporation, 2011. – P. 219.

Научный руководитель: Леонтьев С.А., доктор технических наук, профессор

### **Показатели работы новых долот компании Baker Hughes на Колвинском месторождении**

*Чавчанидзе Т.*

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

Компании Бейкер Хьюз и Эриэлл были проведены анализ бурения на Колвинском месторождении на основе опыта работы на кустах 1 и 2. В результате была подобрана оптимальная гамма долот и режимы бурения для каждого из интервалов скважины. • Обобщив полуторалетний опыт работы на данном месторождении, компания Бейкер Хьюз приступила к проектированию экспериментального долота для бурения секции 295.3 мм, представленной переслаиванием терригенных пород с высокотвердыми пропластками базальтовых отложений. • Новый дизайн долота 295.3 QD605FX был представлен в июне 2012 г. По результатам технического совещания компаний Бейкер Хьюз и Эриэлл было принято решение о тестовой отработке данного дизайна на скважине 305 Колвинского месторождения. • Для секции 215.9 мм была согласована повторная отработка экспериментального долота Q506FX, успешно отработавшего на скважинах 106 и 135.

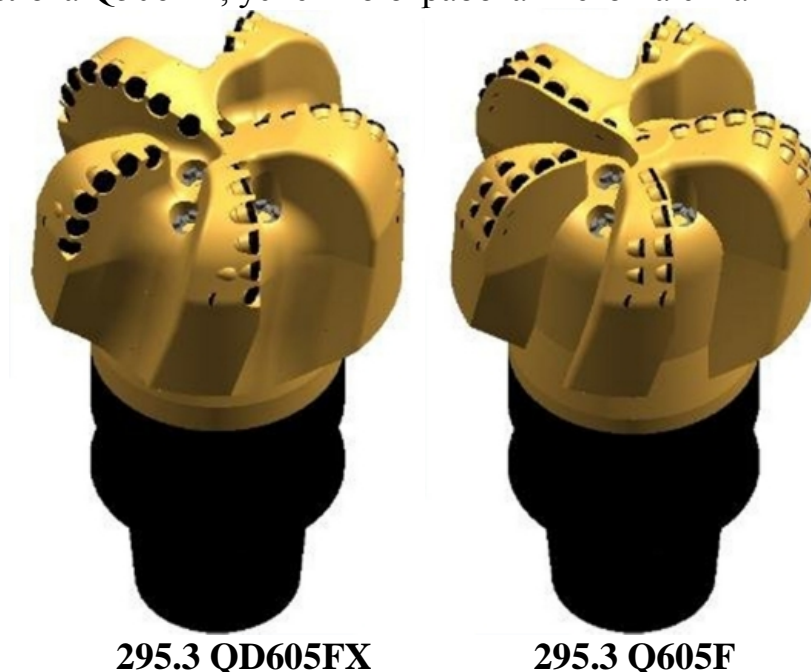


Рисунок 1. Новые дизайны долот для секции 295.3 мм Секция 295.3 мм



- Новое поколение
- «управляемых» долот для высокоэффективного бурения с ВЗД – технология SmoothCut
- Лучшие в классе резцы для бурения наиболее твердых горных пород, включая
  - базальтовые отложения • Успешно
  - зарекомендовавшая себя концепция 5-лопастного долота для Колвинского месторождения

Режим бурения, выбранный специалистами подразделений Долотно-го Сервиса и Буровых Систем компании Бейкер Хьюз, позволил пройти интервал базальтов с высокой МСП . При снижении скорости при забое 1796 м было принято решение о подъеме КНБК с целью осмотра долот. Отмечено скалывание резцов плечевого сектора, долото в рабочем состоянии. Интервал 420-1796 м ; Проходка 1376 м ; Средняя МСП 33,2 м/ч ; Износ 0-1-СТ-S-X-I-ER-TD.

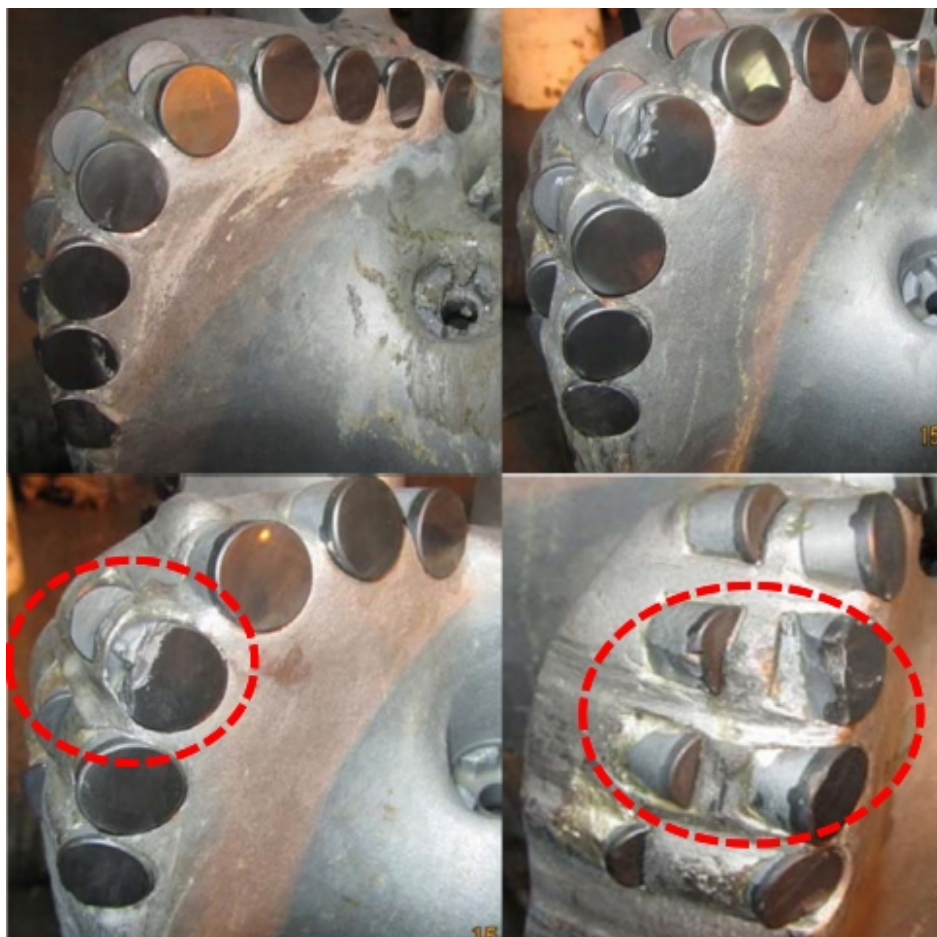


Рисунок 2. Износ долота QD605FX, рейс 2, скважина 305 Секция 295.3 мм

Повторный спуск долота для добуривания секции ; При бурении отмечалось периодическое снижение МСП до 3 м/ч с последующим возрастанием до 20-22 м/ч ; Достигнут проектный забой, после осмотра износ вооружения не изменился ; Долото рекомендовано к бурению секции на

скважине 402 ; Интервал 1796-2253 м ; Проходка 457 м ; Средняя МСП 16,1 м/ч ; Износ 0-1-СТ-S-X-I-ER-TD

Секция 295.3 мм на скважине 402 пробурена за 1 рейс ; Периодические снижения МСП до 3-5 м/ч. Подвисяния КНБК в интервале 2200-2414 м ; Износ долота характеризуется скалыванием вооружения плечевого сектора ; Интервал 420-2414 м ; Проходка 1994 м ; Средняя МСП 20,1 м/ч ; Износ 2-2-СТ-A-X-1-ER-TD

По результатам тестовой отработки долот новых дизайнов секции под техническую колонну на 3 скважинах пробурены без смены долота на шарошечное в интервалах крепких базальтовых отложений. • Отмечена высокая управляемость долот на ВЗД с заходностью 5/6 и 7/8. • Промежуточный подъем на скважинах 305 и 304 связан со значительным снижением МСП в интервале 1600-1800 м TVD, представленном плотными вязкими глинами Пермского возраста. Необходима разработка мер по предупреждению сальникообразования и прерыванию рейса. • Полученные МСП в сочетании с характеристикой износа долота позволяют рекомендовать данные дизайны к дальнейшему применению на Колвинском месторождении. Вместе с тем, не решена проблема количественной и качественной оценки базальтовых пластов, что не позволяет гарантировать МСП и бурение за 1 рейс на последующих скважинах. Настоятельно рекомендуется произвести отбор шлама при бурении последующих скважин на 3 и 4 кусту

#### Библиографический список

1 Лукова, С. А. Печоро-Колвинский авлакоген (суша, Печороморский шельф): история формирования и прогноз распространения зон нефтегазонакопления в поддоманиковых отложениях / С. А. Лукова // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2014. – № 2. – С. 10-19.

2 Сбор и промысловая подготовка газа на северных месторождениях России / А. И. Гриценко [и др.]. – Москва : Недра, 2015. – 474 с.

Научный руководитель: Анашкина А.Е., к.т.н., доцент кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин»



## **СЕКЦИЯ «Нефтехимия и технология переработки нефти и газа»**

### **Совершенствование установки АВТ**

*Белозеров М.Е., Мозырев А.Г.*

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

Выход продукции в нефтеперерабатывающей отрасли зависит не только от качества нефти, но и от технологических процессов переработки и контроля каждого процесса. Важную роль при перегонке нефти играет ректификация. Под ректификацией нефть понимают процесс разделения ее на фракции (легкие и тяжелые).

В настоящее время процесс перегонки нефти не идеален. Около 60% добываемой нефти содержат высокое содержание серы. Из этого сырья получают меньше светлых нефтепродуктов и больше тяжелых фракций (мазут и битум).

Целью данной научной статьи является: уменьшить экономические затраты на предприятии.

Одним из современных способов увеличения выхода легких фракции являются способы воздействия на коллоидно-дисперсное состояние нефти. Этот метод воздействует на нефтяную эмульсию при помощи ультразвуковых волн. Установка представляет собой участок трубопровода, где на наружной стороне установлены ультразвуковые излучатели. Установка не наносит дополнительного сопротивления на систему и надежно работает при любой скорости течения жидкости и степени агрессивности, простота обслуживания и тонкой электронной регулировкой интенсивности кавитационной обработки. Такая установка способствует снизить на 10% температуры начала кипения нефти и увеличения выхода фракций при одинаковой температуре отгона. Также при воздействии магнитного поля перед вакуумной перегонкой делает возможным увеличение выхода фракций на 3% мас.

Стоит уделить внимание на повышение эффективности нагрева нефти перед блоком АВТ, так как затраты на энергозатраты на нагрев влияют на экономику процесса. При нагреве нефти перед перегонкой происходит загрязнение теплообменников, что является экономической проблемой производства. Современные теплообменники, которых малая засоряемость и обеспечивают высокой скоростью передачи тепла, являются спиральными теплообменниками.

Среди наиболее высокоэффективные и прогрессивных контактных устройств стоит выделить клапанные тарелки.

Из модернизированных клапанных тарелок необходимо отметить эжекционные тарелки, которые представляет с собой полотно с отверстиями и переливными устройствами. В отверстия полотна тарелок устанавливаются клапаны, представляющие собой вогнутый диск с просечными от-

верстиями для эжекции жидкости. Клапан имеет четыре ограничительные ножки и двенадцать эжекционных каналов

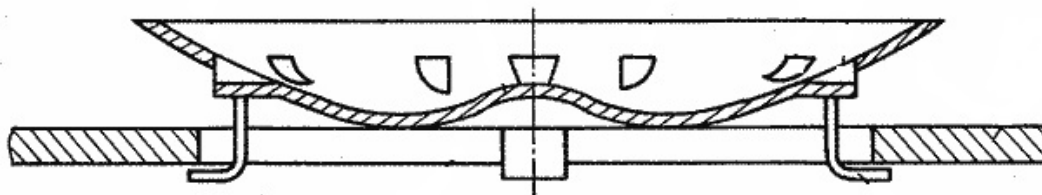


Рисунок 1. Эжекционная тарелка

Установка АВТ играет огромную роль в первичной переработки нефти. Для модернизирования АВТ требует комплексное решение проблем. Это даст улучшение качества продукции, увеличит эффективность ректификаций и снизит экономические затраты.

#### Библиографический список

1. Михайлов, О. С. Совершенствование установки АВТ / О. С. Михайлов, Д. А. Халикова // Вестник Казанского технологического университета. – 2015. – № 1. – С. 308-309.

### **Увеличение ресурса эксплуатации основного оборудования установки подготовки нефти**

*Белоногов Е.А., Мозырев А.Г.*

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

В данной работе рассматривается повышение эффективности работы установок подготовки нефти с увеличением межремонтного периода.

Оборудование установок подготовки нефти состоит из сепараторов, отстойников, теплообменников, нагревателей, насосов, электродигидраторов, емкостей, предназначенных для смешения различных жидкостей и реагентов. В качестве основного оборудования рассмотрим нефтегазоводоразделитель с прямым подогревом типа «Хитер-Тритер». В аппаратах данного типа предусмотрен нагрев нефтяной эмульсии. Как нам известно, нефтяная эмульсия содержит механические примеси и соли, которые отлагаются на поверхности труб, ухудшая процесс теплопередачи в теплообменном оборудовании и вызывают коррозию.

В процессе эксплуатации аппаратов на внешней поверхности жаровых труб образуются нефтешламные отложения, что приводит к снижению теплопроводности, тем самым нарушая технологический процесс. Это приводит к местным перегревам и, как следствие, к прогару труб.

Для предотвращения прогара жаровых труб Паук Н.А. предлагают на их стенках устанавливать термокарман. Внутри термокармана помещаем термомпары, которые будут фиксировать температуру стенки рисунок 1.



ложениями и определено влияние этих отложений на внутреннюю поверхность трубопровода. Анализ тафелевых участков поляризационных кривых показал, что на поверхности стали 20 как на образцах с карбонатными отложениями в растворе 3% NaCl, так и на образцах с сульфидными отложениями в среде NACE образуются сплошные пленки, которые проявляют защитный эффект, т.к. анодный процесс тормозится, а катодный процесс активизируется. По истечении определенного промежутка времени сульфидная пленка становится пористой, и скорость коррозии стали в сероводородсодержащих средах возрастает. В дальнейшем под пористой сульфидной пленкой происходит ее отслоение и процесс повторяется. В случае с карбонатными отложениями, также образуется рыхлая и пористая карбонатная пленка, которая способствует увеличению скорости коррозии.

При транспортировании газожидкостной смеси по трубопроводам из-за рельефа местности происходит гравитационное разделение газа от жидкости (сепарация). Образование газовых «мешков» ведет к разрыву сплошности потока жидкости, в результате чего получается неравномерная подача продукции и, как следствие пульсирующая работа трубопровода что в свою очередь может привести к его разрыву. Для предотвращения данного эффекта предлагается однократное или многократное дегазирование. Однократное (контактное) дегазирование – это когда выделяющийся газ находится над нефтью, а многократное (дифференциальное) дегазирование – это когда выделяющийся газ непрерывно отводится из системы. Из диаграммы дифференциального дегазирования рисунок 3 можно сделать вывод что при давлении  $P > P_{нас}$  не наблюдается выделение газа из жидкости. Когда давление становится равным  $P_{нас}$  происходит увеличение объема жидкости, но выделение газа не наблюдается. При дальнейшем снижении давления  $P < P_{нас}$  можно заметить выделение газа из жидкости и необходимость его отвода из системы. При еще более низком давлении  $P \ll P_{нас}$  этот эффект проявляется еще сильнее. Существует специальное программное обеспечение, которое позволяет выполнить расчет фазового равновесия в одной точке (давление и температура) для однократного разгазирования и многократного, которое позволяет ввести условия по давлению и температуре на многократных уровнях разделения жидкости-пара. Результаты будут отображены в таблице, которую можно копировать и вставлять в другие приложения.

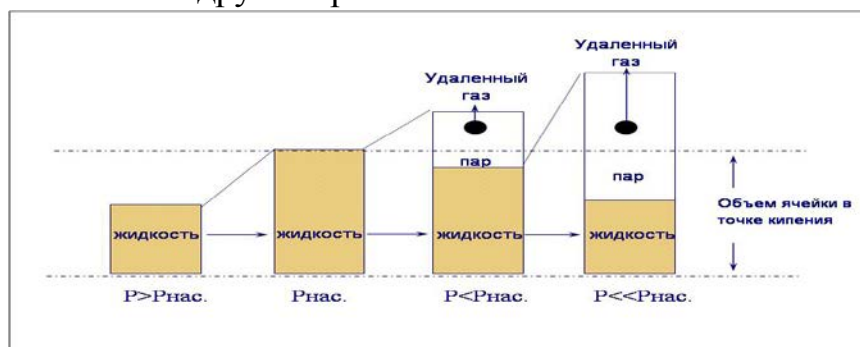


Рисунок 3. Схематическая диаграмма дифференциального дегазирования

## Библиографический список

1. Лаптев, А. Б. Влияние отложений на внутренней поверхности газопроводов на скорость коррозии трубной стали / А. Б. Лаптев // Башкирский химический журнал. – 2003. – № 4. – С. 82-86.

Научный руководитель: Мозырев А.Г., канд. техн. наук, доцент.

### **Повышение производительности электродегидратора**

*Бердников П.А.*

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

В настоящее время в нефтедобывающих и нефтеперерабатывающих отраслях промышленности все больше задаются задачей повышение производительности аппаратов, надежности и безопасности производства работ, без потери качества производимой продукции.

Электродегидратор предназначен для обезвоживания и обессоливания нефти. Представляет собой емкость, оснащенную электродами, к которым подводится переменный ток высокого напряжения [1].

За все года существования было предложено большое количество разновидностей конструкций электродегидраторов, всех их объединяет общий алгоритм поведения капель полярной воды, взвешенных в нефти, в электрическом поле высокой напряженности.

В данное время парк электродегидраторов в большинстве случаев представлен горизонтальными электродегидраторами. Как правило, это аппараты с нижним распределенным вводом сырья под слой подтоварной воды и верхним выходом товарной нефти через сборный коллектор. Электродная система представляет собой потенциальный и заземленный горизонтальные решетчатые стальные электроды [2].

Практика эксплуатации данных аппаратов демонстрирует, что им присущ ряд конструктивных и технологических дефектов, серьезно ограничивающих их эффективность, экономичность и безопасность. Первое, это межэлектродные пробои, неминуемые при применении металлических электродов. Механизм этого явления очень известен и обусловлен действием диэлектрофоретических сил, втягивающих поляризованные капли воды в области локальных неоднородностей электрического поля с увеличенной напряженностью и выстраивающих проводящие цепочки из капель воды. Процесс проходит спонтанно и неуправляемо вплоть до короткого замыкания электродов. В следствии этого электродегидраторы очень критичны к концентрации воды в эмульсии, поступающей в межэлектродное пространство.

Большим дефектом также считается несовершенство коллекторов ввода сырья, приводящее к появлению в аппаратах циркуляционных пото-

ков и турбулентности, значимо ухудшающих процесс отстоя в них. К несомненным дефектам данных аппаратов следует отнести также недостаточность системы размыва и удаления донных шламовых отложений без остановки электродегидратора.

Огромное значение на эффективную работу и безопасную эксплуатацию электродегидраторов влияют характеристики используемых высоковольтных источников питания. Данным высоковольтным источникам питания необходимо обладать мощностью и выходным напряжением переменного либо постоянного тока, для сохранения в аппарате необходимой напряженности электрического поля, обладать возможностью переключения выходного напряжения, быть нечувствительным к резким изменениям тока нагрузки, герметичными и взрывозащищенными.

Проблемой также является низкая автоматизация. В большинстве случаев отсутствуют локальные системы автоматизации, позволяющие поддерживать контроль и управление взаимосвязанными технологическими и электрическими параметрами, как уровень водной подушки, наличие газовой шапки и др. Следовательно, обслуживающий персонал не может определить причину ошибки, и далее принять необходимые меры по её устранению.

Проанализировав недостатки действующих электродегидраторов, можно принять следующие пути решения для устранения данных недостатков и повышения производительности, надежности и безопасности данных аппаратов:

- применять трёхрядную электродную систему с переменным расстоянием между электродами, с помощью этого объем охвата водонефтяной эмульсии электрическим полем становится больше и соответственно время нахождения в поле увеличивается в два раза;
- сократить интервал между верхней парой электродов по сравнению с нижними предоставляет возможность сформировать систему с увеличивающейся напряженностью электрического поля в направлении движения эмульсии с уменьшающимися размерами и концентрацией капель в верх аппарата и, в соответствии с этим, с уменьшающейся напряженностью электрического поля в направлении движения увеличивающихся в размерах и количестве капель в низ аппарата. Такого рода согласование динамики процессов коалесценции и отстоя в электрическом поле трёхрядной электродной системы электродегидратора дает возможность в два-три раза повысить продуктивность работы и глубину обезвоживания и обессоливания нефти;
- принимать современную коллекторную систему из пяти элементов, обеспечивающую ламинарное движение водонефтяной эмульсии в аппарате, равномерный вывод из аппарата очищенной нефти и подтоварной воды, отдельный вывод межфазного слоя в случае его образования, размыв и удаление нефтешламовых донных осадков без остановки аппарата;

- комплектовать аппараты современными и надежными высоковольтными источниками питания. Главным отличием является надежная конструкция, имеющая лучшую герметичность корпуса трансформатора и более стабильно высокие диэлектрические свойства трансформаторного масла и длительную его эксплуатацию;

- для обеспечения взрывозащищённого ввода высокого напряжения в электродегидратор, включить узел ввода высокого напряжения;

- за счет систем автоматизации в составе локальной панели управления и локальной системы автоматизации. Появляется возможность для контроля характеристик аналогового управляющего сигнала на регулирующей клапан слива дренажной воды, применения дискретного сигнала на включение световой и звуковой сигнализации, а также на включение/отключение трансформатора ЭДГ, индикацию тока нагрузки и напряжения на измерительной обмотке трансформатора, индикацию недопустимого уровня масла и температуры в трансформаторе, пуск и остановка трансформатора кнопками без фиксации "Пуск"/"Стоп" [3].

Проанализировав данные проблемы электродегидратора, и пути их решения, можно сформулировать вывод. Благодаря применению на производстве вышеперечисленных рекомендаций, можно добиться решения множеств проблем повышения производительности, качества продукции, безопасности и надежности.

#### Библиографический список

1. Пат. 2523313 РФ, МПК В 01 D 17/06. Электродегидратор [Текст] / Насибуллин Р. И.; заявитель и патентообладатель Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования "Уфимский государственный нефтяной технический университет". — № 2012146216/05; заявл. 29.10.2012; опубл. 20.07.2014, Бюл. № 20. — 7 с.

2. Пат. 2256790 РФ, МПК Е 21 В 43/34, В 01 D 17/04. Способ обессоливания нефти [Текст] / Ибрагимов Н. Г., Заббаров Р. Г., Минхаеров Я. Г., Багаманшин Р. Т.; заявитель и патентообладатель Открытое акционерное общество "Татнефть" им. В.Д. Шашина. — № 2004123076/03; заявл. 28.07.2004; опубл. 20.07.2005.

3. Швецов, В. Н. Новые технические решения по усовершенствованию электродегидраторов для обезвоживания и обессоливания нефти [Текст] / В. Н. Швецов, А. А. Юнусов, М. И. Набиуллин // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2012. – № 5. – С. 48-54.

Научный руководитель: Музипов Х.Н., канд. техн. наук, доцент.

## **Анализ энергосберегающих подходов в процессах подготовки и переработки попутного нефтяного газа**

*Богодухова О.В., Таранова Л.В.*

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

Главной идеей современных тенденций в рассматриваемой отрасли, на сегодняшний день, стало энергосбережение. Подготовка и переработка попутного нефтяного газа напрямую связана с высокими показателями энергоемкости, т.к. осуществление данных процессов происходит путем создания и поддержания работы непрерывной технологии. [2]

Заинтересованность производителей в уменьшении затрат (ресурсных и финансовых) на производство без ухудшения качества выпускаемой продукции приводит к инновационному росту. Цель – уменьшение электропотребления, таким образом, одной из основных идей разработок является создание новых технологий, которые нацелены на рациональное использование энергии. [1]

Самые большие затраты энергии уходят на: сжатие газа, его перемещение по производственному объекту, создание положительных и отрицательных значений температур в широком диапазоне, а также на поддержание работы оборудования при созданном температурном режиме.

Все разработанные энергосберегающие мероприятия в переработке попутного нефтяного газа можно классифицировать по трем основным направлениям:

- 1) Повышение степени утилизации тепла технологических потоков;
- 2) Повышение КПД тепловых агрегатов на газовом топливе;
- 3) Оптимизация технологического процесса. [2]

Приведенные выше мероприятия применимы ко всем перерабатываемым объектам, однако необходимо обращать внимание на особенности рабочих параметров у конкретно рассматриваемого производства.

В качестве примера увеличения энерго- и ресурсосбережения рассмотрим установку низкотемпературной конденсации (рисунок 1). Разделение углеводородных газов осуществляется его охлаждением до необходимой температуры при постоянном давлении, вследствие чего происходит конденсация компонентов, извлекаемых из газа, с дальнейшим разделением фаз в газожидкостных сепараторах.

Современные схемы НТК включают колонны дегидратации и дегидратации для двукратной конденсации, за счет чего достигается высокая четкость разделения углеводородных газов.

Наиболее подходящими методами энергосбережения в рассматриваемой установке являются: оптимизация внутренних контактных устройств колонн (за счет чего можно достигнуть уменьшения гидравлических сопротивлений); модернизация существующего теплообменного оборудования (где отслеживаются изменения показателей эффективности теплопередачи,



режимы движения потоков, состояние поверхностей теплообмена); рациональная замена теплообменного оборудования на современные типы агрегатов (изменение кожухотрубчатого теплообменника на пластинчатый); применение современных теплоизоляционных материалов (для уменьшения тепловых потерь в атмосферу); разработка возможностей по переобвязке, при помощи пинч-анализа существующей теплообменной сети.

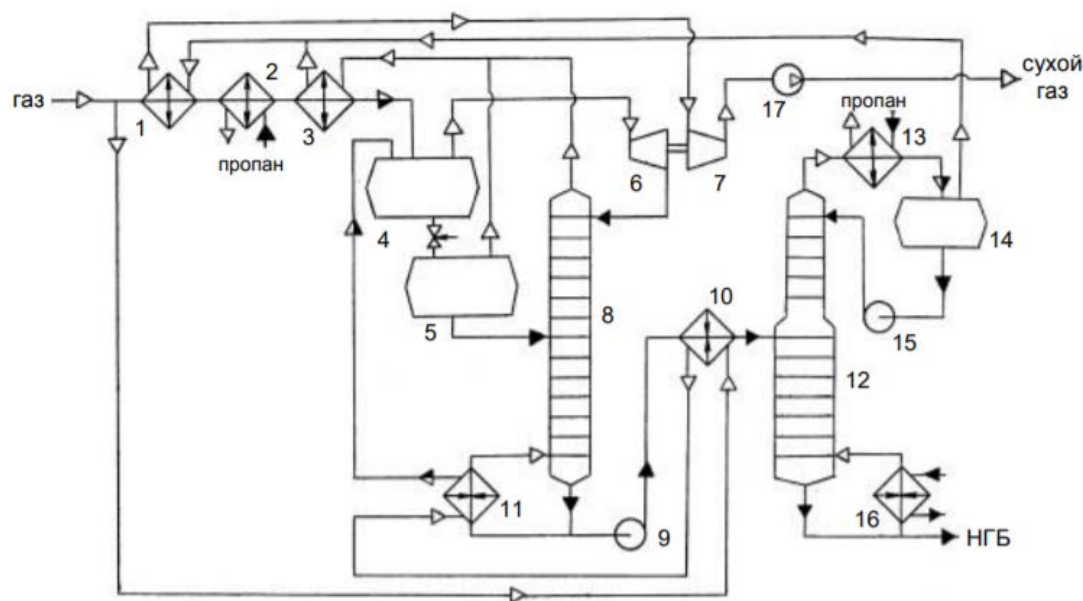


Рисунок 1. Технологическая схема установки НТК:

1, 2, 3, 10, 11 – теплообменники; 4, 5 – сепаратор; 6 – детандер;  
7 – компрессор; 8 – колонна деметанизатора; 9, 15 – насосы; 12 – колонна дэтанализатора; 13 – холодильник; 14 – емкость; 16 – подогреватель

Всё основное внимание проектных компаний на сегодняшний день направлено на одну из основных проблем – неоптимальное использование тепловой энергии ввиду несовершенства технологических схем, из-за чего необходима энергия от внешних источников для осуществления протекания технологического процесса. Таким образом, значительная часть экономии и эффективное видоизменение технологических схем заложены в системе теплообмена. Преобразовав тепловые потоки в единую взаимосвязь, можно добиться существенного энергосбережения.

#### Библиографический список

1. Рыбкин, В. А. Оптимизация энергозатрат технологических процессов / В. А. Рыбкин [и др.] // Территория нефтегаз. – 2009. – № 8. – С. 80-85.
2. Хакимова, К. М. Мировые тенденции в области энергосбережения и повышения энергоэффективности в нефтегазовой отрасли / К. М. Хакимова // Булатовские чтения. – 2018. – № 7. – С. 270-272.

Научный руководитель: Таранова Л.В., канд. тех. наук, доцент.

## К вопросу исследование растворимости парафина в нефти с высокой температурой застывания

*Боранбаева А.Н.*

*Каспийский государственный университет имени Ш.Есенова, г.Актау*

**Введение.** Анализ существующих методов, технологий и средств очистки грунтов насыщенных Мангышлакской парафинистой нефтью, показал что они практически отсутствуют, а существующие - не дают полной очистки от парафина. Основной проблемой является, высокое содержание парафина (25-28%) при плотности 0,83-0,86 г/см<sup>3</sup>. Эти характеристики приводят к застыванию нефти уже при 30°C. Экспериментальными исследованиями, установлено, что выпадающая твердая фаза парафиновых отложений отличается высокой степенью дисперсности.

В этой, связи, необходимы исследования направленные, на предварительное удаление асфальто-смолистых веществ из нефти, с последующей экстракцией с выделением парафина растворителями.

### **Материалы и методы исследований.**

Для проведения исследований был выбран нефтегрунт с месторождения Карамандыбас (рис. 1). Аналитические исследования проводились в лаборатории при кафедре «Экология и химический инжиниринг» как продолжение работы по этой теме под руководством профессора Кенжетаева Г.Ж. [1].



Рисунок 1. Загрязненный нефтью грунт использованный в работе

Изучение растворимости парафина, содержащейся в Мангышлакской нефти (16-19%) в органических растворителях (бензин, керосин) проводились в экстракционном аппарате согласно ГОСТ [2] (рис. 2).



Рисунок 2. Экстракционный аппарат использованная в работе

**Результаты.** Количество осажденного парафина определяли по их остатку. Для определения растворимости парафинов применили органические растворители (бензин, керосин). Результаты исследования растворимости парафина приведены в таблице 1.

Таблица 1

Растворимость парафинов ( $t_{пл} = 50-60^{\circ}\text{C}$ )

Бензин		Керосин	
$^{\circ}\text{C}$	$R, \%$	$^{\circ}\text{C}$	$R, \%$
10	9	18	10
38	76	40	70

По результатам исследования было определено, что растворимость парафина имеет, не только некую однообразность но и закономерность.

Это скорее всего, связано, с тем, что температура размягчения и растворимости парафина находится в пределах  $50-60^{\circ}\text{C}$ . Но, вместе с тем, температурный интервал невысок. Вместе с этим, можно утверждать, что практически, растворимость парафина в исследуемой нефти, будет наибольшей, если принять, условие, что удельный вес раствора (нефти), будет равен удельному весу растворителя. Но, результаты, показывают, что увеличение степени растворимости парафина происходит до  $\text{C}_6\text{H}_{14}$ .

Тем, не менее, установлено, что при уменьшении молекулярного веса растворителя, его способность к растворению парафина оказывается очень низкой и не дает требуемых результатов. Это связано, с тем, что растворимость парафина от бутана к метану уменьшается.

Растворимость парафина в Мангышлакской нефти с высокой температурой застывания, при использовании бензина, ( $\gamma = 0,588 \text{ г/см}^3$ ), в нашей оказалась выше, чем в растворителе в виде керосина с  $\gamma = 0,646 \text{ г/см}^3$  (рис. 3). Вместе с этим, установлено, что, снижение температуры, сказывается на растворимости парафина. При более низких температурах, во всех растворителях растворимость парафина минимальная.

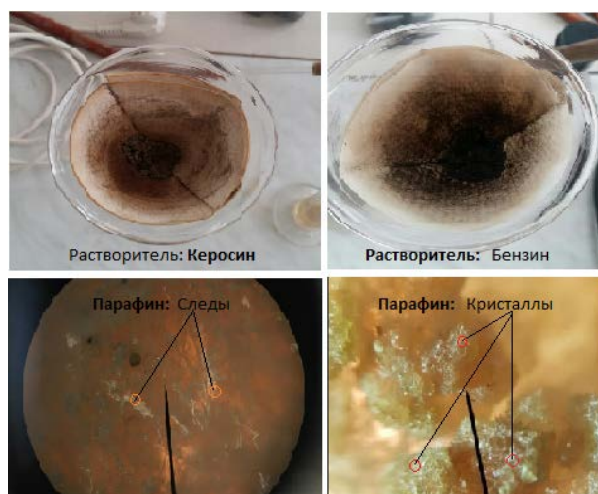


Рисунок 3. Результаты растворимости парафина

**Вывод.** Растворимость парафина в углеводородных растворителях в значительной мере зависит от химической природы последних.

Установлено, что фракция «легкоплавкого» Мангышлакского парафина с температурой застывания 30 °С в бензине, имеющего удельный вес  $\gamma = 0,588 \text{ г/см}^3$ , заметно более растворима в керосине чем в бензине с  $\gamma = 0,646 \text{ г/см}^3$ . При этом в алканах (жидких парафиновых углеводородах) и нафтенах парафин растворяется лучше, чем в ароматических углеводородах. Если связывать парафинизацию с количеством твердой нефти, то можно определить как изменяется это количество с изменением температуры нефти и исследование этого вопроса проведем далее в работе.

#### Библиографический список

1. Кенжетаев, Г. Ж. Исследование растворимости и выпадение парафина из СНО / Г. Ж. Кенжетаев, Б. С. Сулейменова, Н. Ш. Джаналиева // Наука 21 века: Новый подход: сб. мат. Междунар. науч.-практ. конф. – Санкт-Петербург: НИЦ «Открытие», – 2015. – С. 230-236.
2. ГОСТ 11851-85. Нефть. Метод определения парафина. (с изменениями №1, 2, ИУС №7-88, 9-90). – Москва: Изд-во стандартов, –1986. – 52 с.

Научный руководитель: Серикбаева А.К., канд. техн. наук, доцент.

Научный консультант: Кенжетаев Г.Ж., профессор

### **Модернизация реактора парового риформинга производства водорода**

*Бочина А.А.*

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

Основная доля водорода приходится на химическую промышленность. В нефтепереработке водород используется в процессах гидрокре-

кинга и гидроочистки, где происходит насыщение водородом непредельных углеводородов и очистка сырья от гетероатомных соединений.

Производство водорода состоит из следующих стадий: подготовка сырья, сероочистка сырья, паровой риформинг, конверсия оксида углерода, короткоцикловая адсорбция водородсодержащего газа.

Основным аппаратом процесса является реактор парового риформинга. Наибольшее распространение в качестве реактора получила трубчатая печь. Катализатор закладывается в трубное пространство печи, а необходимая температура поддерживается за счет обогрева труб дымовыми газами, получаемыми при сжигании топлива в межтрубном пространстве. Недостатками печи являются ограничения по производительности, высокие капитальные затраты, масштабность конструкции, катализатор оказывает сопротивление потоку газа, происходит неполный контакт и снижается селективность процесса.

Разработана более совершенная конструкция реактора. Конвекционный риформер компании Хальдор Топсе HTCR состоит из футерованного сосуда, в котором расположен пучок труб, имеющих конструкцию типа «труба в трубе». Каждая байонетная труба помещена внутрь направляющей трубы дымового газа. Под вертикальной секцией расположена камера сжигания, в которой установлена горелка. Главной особенностью данного риформера заключается в том, что до 80 % тепла, получаемого при сжигании топлива в горелке, используется в технологическом процессе. Для сравнения, в традиционной печи трубчатого риформинга с радиантным теплопереносом этот показатель составляет около 50 %. Топливом горелки служит отходящий газ блока короткоцикловой адсорбции. Установка поставляется в виде собранных модулей, что сокращает до минимума время монтажа и его стоимость.

#### Библиографический список

1. Магарил, Р. З. Теоретические основы химических процессов переработки нефти: учебное пособие для вузов / Р. З. Магарил. – Москва: КДУ, 2008. – 278 с.
2. Технологии Хальдор Топсе – энергоэффективные и гибкие решения [Электронный ресурс] // Энергетика и нефтегазохимический комплекс Татарстана. – Режим доступа: <http://energoneftegazhim.ru>.

Научный руководитель: Савченков А. Л., канд. техн. наук, доцент.

## Эффективность процессов демеркаптанализации сжиженных газов с применением гомогенных и гетерогенных катализаторов

Валицкий А.А., Глазунов А.М.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

В связи с постоянным ужесточением требований к товарным моторным топливам, а также сырью нефтехимических процессов в части содержания сераорганических соединений в технологической схеме любого современного НПЗ обязательно присутствуют процессы сероочистки.

В то время как облагораживание тяжелых дистиллятных фракций (дизельное топливо, тяжелые газойли, мазуты) на практике не имеет альтернатив гидроочистке, легкие углеводородные фракции могут быть подвержены аминовой и щелочной очистке, что значительно повышает экономическую эффективность их переработки.

Особый интерес вызывают технологии щелочной демеркаптанализации сжиженных углеводородных газов (СУГ), получившие распространение с повсеместным внедрением вторичных процессов, таких как каталитический крекинг и замедленное коксование.

Суть данных технологий заключается в следующем: содержащиеся в СУГ меркаптаны экстрагируются щелочью в колонне-экстракторе и переходят в щелочной раствор в виде меркаптидов. Насыщенный щелочной раствор направляется в регенератор, где меркаптиды в присутствии воздуха и фталоцианинового катализатора превращаются в дисульфиды. Регенерированная щелочь возвращается на стадию экстракции, а дисульфиды, нерастворимые в щелочи, смешивают с бензиновой фракцией и отделяют в отстойнике от щелочного раствора.

Технологии щелочной демеркаптанализации на постсоветском пространстве представлены двумя лицензиарами (Таблица 1).

Таблица 1

Отечественные лицензиары процессов щелочной очистки СУГ

Лицензиар	Линейка процессов	Катализатор
АО «ВНИИУС»	Процессы «ДМД»	Гомогенный катализатор «ИВКАЗ»
ИП Ахмадуллина А.Г. (НТЦ «Ахмадуллины»)	Процессы «DEMERUS»	Гетерогенный катализатор «КСМ-Х»

Несмотря на общую схожесть, указанные процессы имеют существенные отличия, обусловленные в первую очередь природой применяемых в них катализаторов. При использовании гомогенного (растворимого в водно-щелочной среде) катализатора «ИВКАЗ» достигается глубокая регенерация щелочного раствора, что обеспечивает высокую эффективность блока очистки. В свою очередь, катализатор

«КСМ-Х», представленный в виде активных компонентов, помещенных в полимерный носитель, обеспечивает катализ только на поверхности полимера. Следовательно, удельная каталитическая активность гетерогенного катализатора «КСМ-Х» в разы ниже гомогенного «ИВКАЗ».

В Таблице 2 для сравнения приведены данные о работе узла регенерации секции С-100 АО «ГАЗПРОМНЕФТЬ-ОНПЗ» при работе на катализаторах КСМ и ИВКАЗ. [1]

Таблица 2

Эффективность регенерации на катализаторах КСМ и ИВКАЗ

Содержание меркаптидной серы, млн <sup>-1</sup>			
катализатор КСМ, сентябрь – декабрь 2011г.		катализатор ИВКАЗ, август 2012г.	
до регенерации	после регенерации	до регенерации	после регенерации
1980	1350	1100	200
2000	1500	990	120
1200	1000	1200	230
1530	1300	1600	263
1640	1280	820	106

Из-за низкой каталитической активности гетерогенного катализатора регенерация щелочи проходит менее эффективно, и на стадию экстракции возвращается щелочь с более высоким содержанием меркаптидов, что вызывает необходимость применения экстрактора большей высоты и объема для обеспечения необходимой степени очистки СУГ. Увеличение размера экстрактора требует вовлечения в процесс большего объема циркулирующего щелочного раствора, что приводит к увеличению массогабаритных характеристик всего емкостного оборудования щелочного контура установки, а также производительности динамического оборудования. Все вышеописанное приводит к значительному повышению капитальных затрат на строительство установки демеркаптанизации СУГ с применением гетерогенного катализатора.

Кроме того, большой объем циркулирующего щелочного раствора вызывает увеличение расхода основных и вспомогательных материалов: тепловой энергии на нагрев щелочи перед регенерацией, электроэнергии на работу насосного и компрессорного оборудования, оборотной воды на охлаждение перед сепарацией дисульфидов, воздуха на окисление меркаптидов в регенераторе, бензиновой фракции для отмывки дисульфидов.

Стоит также отметить, что процесс регенерации щелочного раствора на гетерогенном катализаторе проходит при более высокой температуре



(65 °С и выше), чем на гомогенном (40 – 45 °С), что также сказывается на увеличении затрат тепловой энергии на нагрев щелочи.

Отдельного внимания заслуживает такой параметр как гибкость процесса по сырью. При повышении содержания меркаптанов в сырье выше проектного значения реактор с гетерогенным катализатором не сможет обеспечивать необходимую степень регенерации щелочи, что потребует замены регенератора на аппарат большего объема. В случае с гомогенным катализатором эта проблема решается простым увеличением концентрации катализатора в щелочном растворе.

Таблица 3

Сопоставление процессов по представленным показателям

Показатель	Гомогенный процесс	Гетерогенный процесс
<b>Гибкость процесса по сырью</b>	<b>выше</b>	<b>ниже</b>
Размер и стоимость основного емкостного оборудования	<	>
Стоимость насосов и компрессоров	<	>
<b>Итого капитальные затраты</b>	<b>ниже</b>	<b>выше</b>
Расход электроэнергии	<	>
Расход тепла	<	>
Расход воздуха	<	>
Расход щелочи	>	<
Расход воды на отмывку	>	<
<b>Итого операционные затраты</b>	<b>ниже</b>	<b>выше</b>

Анализируя суммарные данные, представленные в Таблице 3, можно сделать вывод, что гомогенно-каталитический процесс очистки СУГ с использованием катализатора «ИВКАЗ» не только обладает большей гибкостью по содержанию в сырье меркаптанов, но также требует значительно меньших капитальных и операционных затрат, что существенно повышает его экономическую привлекательность в сравнении с гетерогенно-каталитическим процессом на базе катализатора «КСМ-Х».

Библиографический список

1. Вильданов, А. Ф. Опыт эксплуатации установок очистки бутан-бутиленовой фракции и сточных вод от соединений серы на Омском НПЗ с использованием гомогенного и гетерогенного катализаторов / А. Ф. Вильданов, Н. Г. Бажирова, А. М. Мазгаров // ХТТМ. – № 3. – 2013. – С. 13-16.

Научный руководитель: Глазунов А.М., к.т.н., доцент.



## Совершенствование теплообменного оборудования

*Гололобов В.В., Землянский Е.О.*

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

При усовершенствовании характеристик теплообменного оборудования необходимо разрабатывать новые конструкции аппаратов, повышать эффективность теплообменных поверхностей, создавать новые технологии их изготовления и использовать инновационные подходы к проектированию теплообменных аппаратов. Правильный выбор теплообменников является значимой и актуальной проблемой.

Задачей комплексного анализа и повышения эффективности разрабатываемых или массово выпускаемых теплообменников считается важной целью всей энергетики и промышленной сферы. Разработаны уточненные математические модели и технологии расчета теплообменников с учетом распределения локальных интенсивностей теплообмена. Уточненные методы и ресурсы дают возможность увеличить эффективность и ресурс аппаратов [2].

Интенсификация теплообмена является одним из значимых путей повышения эффективности, которую рационально осуществлять со стороны теплоносителя с наименьшим коэффициентом теплоотдачи. Для этого совершенствуют форму самой поверхности, разрабатывают наиболее совершенное ребрение внешней поверхности труб при условии направления в межтрубное пространство теплоносителя с низким значением коэффициента теплоотдачи. Также применяют лопаточные, прерывистые и шнековые завихрители с различной формой. Следует отметить, что одновременно с повышением коэффициента теплоотдачи на 30 - 40 %, повышается гидравлическое сопротивление в 1,5-2,5 раза. Это объясняется тем, что часть кинетической энергии которая перешла в энергию неупорядоченных процессов, при распаде вихревых структур превосходит выработку турбулентности – на подпитку слабых вихрей нужен непрерывный подвод энергии извне. Очевидно, что эффективность сложных аппаратов будет зависеть не только от предварительно установленной общей интенсивности теплообмена, но и от распределения локальных интенсивностей (в каждой точке поверхности). Учет распределения местных тепловых и гидравлических параметров с учетом условий эксплуатации (различные загрязнения, отложения, механический износ и пр.) дает нам возможность более точно определять интенсивность теплообмена в каждой точке и во всем аппарате. С помощью разработанных алгоритмов, математической модели и методик, которые учитывают все выше перечисленные факторы, можно проводить анализ эффективности, ресурса и надежности для проектируемых, так и действующих аппаратов с учетом технологических факторов и разработать рекомендации к их увеличению [1].

Решением поставленной задачи является применение алгоритма дискретного расчета аппарата. В котором предусматривается неравномерность распределения теплофизических свойств поверхности и теплоносителей, коэффициентов теплоотдачи, гидравлических параметров, а также отложений и загрязнений. Все эти факторы влияют на разделение интенсивности теплообмена по поверхности и на общую интенсивность. Разработка методов, алгоритмов и уточненных математических моделей, с целью расчета и анализа теплообменных аппаратов с учетом распределения местных интенсивностей теплообмена, приводит к значительному уменьшению погрешностей в расчетах. Уточненные методы и средства расчета теплообменников позволяют повысить их эффективность и ресурс, проводить анализ их влияния на работу установок, сократить затраты топливно-энергетических ресурсов, себестоимость энергоносителей. Разработанные уточненные математические модели и методы могут быть использованы для решения оптимизационных задач при конструировании новых и модернизации действующих аппаратов [1].

#### Библиографический список

1. Ганжа А. Н. Совершенствование поверхностного теплообменного оборудования / А. Н. Ганжа, Н. А. Марченко, В. Н. Подкопай // Машиностроение -- 2016. -- № 3. -- С. 10-15.

2. Разработка кожухотрубного теплообменного аппарата с измененной геометрической поверхностью [Электронный ресурс] // Кожухотрубный теплообменный аппарат. Режим доступа: <https://media.ls.urfu.ru/Projects/592133824>.

Научный руководитель: Землянский Е.О. канд. хим. наук, доцент

#### **Катализаторы для синтеза Фишера-Тропша**

*Джафаров О.Р.*

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

В последние годы все более актуальными становятся исследования, связанные с заменой нефти на альтернативное сырье – природный газ, уголь и биомассу. Наиболее перспективным способом использования такого сырья является их превращение в смесь монооксида углерода и водорода и дальнейшее получение из нее углеводородных продуктов. Эта реакция называется синтезом Фишера-Тропша. Это направление в сравнении с существующими технологиями переработки нефтепродуктов становится более актуальным для производства жидкого топлива. Разработка высокоактивных и высокоселективных катализаторов, позволяющих достичь наибольшей эффективности процесса – одна из важнейших задач совершенствования синтеза Фишера-Тропша [1].

Наиболее активными катализаторами синтеза Фишера-Тропша являются Fe, Co, Ni, Ru. Первые два из них применяют в промышленности. Железные катализаторы превосходят по производительности кобальтовые и более селективны. Никель обладает наивысшей гидрирующей способностью и на нем образуется только метан. Кобальтовые катализаторы обладают большей гидрирующей способностью, чем железные, и больше склонны к преимущественному образованию насыщенных углеводородов [2] линейного строения с длинной цепью [1]:

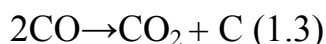


При синтезе Фишера-Тропша протекают побочные реакции:

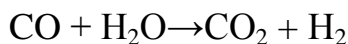
1. Гидрирование монооксида углерода до метана



2. Реакция Белла-Будуара



3. Равновесие водяного газа



Также важно отметить, что во всем интервале температур, применяемых для синтеза парафинов из CO и H<sub>2</sub>, могут протекать вторичные процессы: образование низших алкенов и их гидрирование, частичный гидрокрекинг и дегидрирование образующихся алканов.

К катализаторам и их структуре предъявляют следующие требования: должна быть фаза обладающая максимальным количеством ребер, углов и др. По химическому содержанию основу должен составлять металл с наибольшей каталитической активностью и наличие наноструктуры.

В синтезе Фишера-Тропша используют предварительное восстановление (или активацию) гетерогенных катализаторов. Все катализаторы как в процессе восстановления, так и при синтезе углеводородов из CO H<sub>2</sub> претерпевают химические изменения. Например, восстановленные Fe-образцы при взаимодействии с синтез-газом образуют карбиды и оксиды, причем предварительное карбидирование поверхности катализатора способствует увеличению его активности. Кобальтовые катализаторы, напротив, значительно менее склонны образовывать карбиды, а карбидирование поверхности перед проведением процесса заметно снижает их активность. Тем не

менее введение обоих металлов в состав катализатора позволяет осуществлять конверсию синтез-газа в углеводороды.

Для того чтобы повысилась селективность по низшим углеводородам нужен катализатор, который подавлял бы рост цепи и обеспечивал десорбцию низкомолекулярных продуктов, для чего необходимо ввести в катализатор второй компонент. Такие биметаллические катализаторы имеют преимущества по сравнению с однокомпонентными системами, поскольку активность и селективность первых можно изменять в широких пределах.

Модифицирование катализаторов изменяет их активность и селективность. Добавка к железу щелочных промоторов ведет к росту активности и повышению селективности реакций, в которых расходуется СО [2] с целью повышения активности Со-катализаторов в синтезе углеводородов из СО и Н<sub>2</sub> в них вводят добавки переходных металлов VIII группы и рением.

Для восстановленных монометаллических катализаторов Со/SiO<sub>2</sub>, Ni/SiO<sub>2</sub> и Fe/SiO<sub>2</sub> характерно присутствие на поверхности оксидных фаз Со, Ni и Fe, соответственно, у биметаллических катализаторов при восстановлении происходит восстановление оксидов железа и кобальта до металлов, чему способствует сплавление кобальта с железом или никелем. Вследствие чего на поверхности катализаторов отсутствуют оксидные фазы.

Сплавление Со и Ni в особенности облегчает их восстановление, и благодаря чему приводит к росту количества активированных реагентов – водорода и монооксида углерода. Также увеличивается активность катализаторов. Находящиеся на поверхности Fe-Со контактов частицы их сплавов неоднородны по размеру. В изученных условиях кобальт, никель и железо не образуют карбидных фаз, отчего проявляют более высокую гидрирующую способность, чем участки поверхности с карбидной фазой.

Добавки металлов платиновой группы в состав Со-катализаторов облегчают восстановление соединений кобальта и способствуют увеличению каталитической активности. В отношении добавок рения единого мнения относительно причин увеличения каталитической активности Со-катализаторов не существует. Одни исследователи считают [2], [3], что Re, как и благородные металлы, облегчает восстановление оксидных фаз кобальта на поверхности катализатора вследствие спилловера водорода от рения к кобальту. Согласно другим представлениям [4], рений не влияет на восстановление кобальта, однако увеличивает его дисперсность и уменьшает размер кристаллитов.

Таким образом, в настоящее время формируется несколько точек зрения на механизм действия Со-катализаторов в синтезе углеводородов из СО и Н<sub>2</sub>.

Приведенные выше литературные данные свидетельствуют об интересе исследователей к изучению Со-содержащих биметаллических катализаторов синтеза углеводородов из СО и Н<sub>2</sub> и к установлению механизма их промотирования благородными металлами и рением. Более широкое и

направленное привлечение современных физико-химических методов исследования, по всей видимости, позволит в ближайшее время разрешить эту проблему.

#### Библиографический список

1. Лapidус, А. Л. Биметаллические кобальтовые катализаторы синтеза углеводородов из CO и H<sub>2</sub> / А. Л. Лapidус // Успехи химии. – 2005. – С. 634-645.
2. Крылов, О. В. Гетерогенный катализ / О. В. Крылов. – Москва: ИКЦ Академкнига, 2004. – 679 с.
3. Гамбург, Ю. Д. Электрохимическая кристаллизация металлов и сплавов / Ю. Д. Гамбург. – Москва: Янус-К, 1997. – 384 с.
4. Mednes, F. In Procuding of the 6<sup>th</sup> Natural Gas Conversion Symposium / F. Mednes, F. V. Noronha, R. R. Soares. – Alaska, 2001.

Научный руководитель: Жихарева И.Г., док. хим. наук, профессор.

#### **Улучшение степени осушки газа на газоперерабатывающих предприятиях.**

*Елфимова М.Ю., Зарипова Д.М., Землянский Е.О.*

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

Современный мир практически полностью зависит от различных полимеров. Из полимеров получают тары, нити(волокна), плёнки, трубы, диэлектрические материалы, строительные материалы (пенополиэтилен, полиэтилен низкого давления), броню и многое другое. Сырьем для получения данной продукции является широкая фракция лёгких углеводородов (ШФЛУ). ШФЛУ в свою очередь получают из ПНГ (попутного нефтяного газа) путем ректификации. ПНГ добываемый на месторождении не является чистым продуктом из-за содержания в нем примесей, которые могут плохо отразиться на работе установки и качестве продукции. Одним из разновидностей таких примесей является вода, которая может привести к различным неблагоприятным последствиям. Во-первых, большая часть ГПЗ находятся на севере, где среднегодовая температура ниже нуля, что при наличии влаги может привести к гидратообразованию, и в дальнейшем к закупорке трубопроводов. Во-вторых, наличие воды усиливает коррозию оборудования.

Таким образом, осушка газа является способом удаления вредной примеси, которой при многих технологических процессах является вода.

С каждым годом требования к целевым продуктам ГПЗ все выше. Иногда требования ГПЗ по точке россы по влаге достигает минус 120°. А качество сырья становится хуже. Становится все больше таких примесей, как метанол, кислород, сероводров, меркаптановая сера, тяжелые УВ(C<sub>6+</sub>),

хлориды, поверхностно-активных веществ и др. Из-за чего нагрузка на блок осушки и очистки газа многократно возрастает, что приводит к ухудшению качества их работы и уменьшению срока службы сорбентов и оборудования. [2]

Решить данную проблему можно несколькими способами: установить несколько блоков осушки работающих последовательно, но такое решение окажется слишком дорогостоящим на всех стадиях реализации (от проектирования до покупки и установки оборудования), так же можно заменить адсорберы на более современные и нацеленные на более нагруженную работу. Еще один метод – это использование более качественных сорбентов как российских, так и зарубежных производителей

Использование любого из представленных методов может в той или иной степени улучшить степень осушки газа, но все эти способы сильно отличаются друг от друга в экономическом плане. Самыми эффективными способами является замена сорбентов и замена основного оборудования - адсорбера.

#### Библиографический список

1. Технология нефти. Подготовка нефти к переработке / М. В. Стародуб, Ю. П. Ясьян, П. А. Пуртов, Ю. В. Аристович. – Краснодар: Издательский Дом – Юг, 2011. – 120 с.

2. Бабина, А. А. Центр осушки УВС ООО «НИОСТ»: исследование российских и зарубежных цеолитных адсорбентов / А. А. Бабина, Р. А. Зотов, Ю. М. Казаков // Нефтегазохимия. – 2015. – № 3. – С. 21-27.

3. Новый справочник химика и технолога. Процессы и аппараты химических технологий. Ч. 2. – Санкт-Петербург: «Профессионал», 2006. – 916с.

Научный руководитель: Землянский Е.О., кандидат химических наук, доцент кафедры «Переработки нефти и газа».

#### **Внедрение бесфталатных пластификаторов**

*Заречнева В.Д.*

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

В наше время все больше производители каучуков и полимерных материалов задумываются о безопасности и экологичности производимых продуктов.

В качестве пластификаторов могут применяться различные органические соединения, которые можно подразделить на группы:

- сложные эфиры ( фосфаты, фталаты);
- углеводороды и их производные;
- растительные масла и их модификации. [1]

Основной объем выпуска пластификаторов приходится на сложноэфирные производные. Это модификации органических кислот, таких как ортофосфорная кислота, а также группа сложных полиэфиров (полиэфирные пластификаторы). Основной же объем выпуска принадлежит диэфирным пластификаторам: фталатам, себацатам, адипинам. Следом идут фосфорсодержащие пластификаторы, такие как: арилфосфаты, алкиларилфосфаты, хлоралкилфосфаты.

Доминирующую часть на рынке пластификаторов занимают фталаты- эфиры о-фталевой кислоты. Они занимают порядка 80% рынка. Фталаты можно разделить на две группы по молекулярной массе. Более токсичны те, у которых она ниже. Свое большее распространение диэфиры получили из-за своей низкой стоимости и доступности использования. Существует огромное количество этих органических соединений, но наибольшее распространение получили следующие:

1. диметилфталат (DMP);
2. дибутилфталат (DBP);
3. ди-н-октилфталат (DNOP);
4. диэтилфталат (DEP);
5. диэтилгексилфталат (DEHP);
6. диизодецилфталат (DIDP);
7. диизононилфталат (DINP);
8. бензолбутилфталат (BBP).

Поскольку фталаты химически не связаны с полимером, они могут высвобождаться из продуктов или растворяться при контакте с жидкостями. Фталаты имеют низкую летучесть и медленно высвобождаются из продуктов полимера во время использования, диффундируя в воздух. Также они попадают в окружающую среду при производстве, переработке и удалении отходов. Попав в окружающую среду, фталаты связываются с частицами - прежде всего с частицами пыли в воздухе и могут переноситься на большие расстояния [2].

Воздействие фталатов на человека происходит при вдыхании и проглатывании загрязненного воздуха и пищи, а также при контакте с кожей. Пища может быть загрязнена при контакте с упаковкой, содержащей фталаты. Для населения в целом это может быть основным источником воздействия.

В настоящее время области использования и рынок пластификаторов находятся под жестким контролем директив по охране окружающей среды и здоровья человека. Регулирование осуществляется Европейским Советом по пластификаторам и интермедиатам (European Council for Plasticizers and Intermediates). Наиболее дискуссионным является вопрос о безопасности Ди-н-октилфталат (ДНОФ). Согласно проведенной экспертизе европейских ученых изделия, изготовленные из ПВХ с пластификатором ДНОФ, оказались вредными для здоровья, что повлекло запрет на производство и

продажу в Европе детских игрушек и некоторых предметов повседневного спроса из этих материалов. [3]

Однако существуют альтернативы фталатным пластификаторам. В последнее время они получают широкое признание и распространение.

Эпоксидированное соевое масло (ЭСМ) является одним из наиболее эффективных стабилизаторов и пластификаторов полимерных материалов нетоксичного применения, получившим в последнее время широкое признание и распространение. Многие зарубежные фирмы выпускают тароупаковочные материалы для пищевой промышленности, ПВХ пластикаты для медицинских и других целей исключительно с использованием ЭСМ. В США на долю эпоксидированного соевого масла, применяемого в качестве пластификатора ПВХ, приходится более 7%.

Спрос на нефталатные пластификаторы возрастает во всем мире, и доля нефталатных пластификаторов в потреблении также будет возрастать. [4]

#### Библиографический список

1. Лебедев, Н. Н. Химия и технология основного органического и нефтехимического синтеза: учебник для вузов / Н. Н. Лебедев.- 4-е изд., перераб. и доп. – Москва: Химия, 1988. – 592 с.

2. Козиенко, А. И. Основы нефтехимического синтеза: учеб. пособие / А. И. Козиенко, Т. А. Подгорбунская, Д. В. Гендин. – Иркутск: Изд-во ИрГТУ, 2007. – 60 с.

3. Razuwaev, G. A. Reactions of organometallic compounds with organic peroxides. // 1. Organic Peroxides. / Ed. By D. Swern. — N.Y.: A Division of John Wiley & Sons, 1972. – V.3. – P. 141-270.

4. Шур, А. М. Высокомолекулярные соединения: учебник для вузов /А.М.Шур. – 1 изд.- Москва: Высшая школа, 1981. – 656 с.

Научный руководитель: Дерюгина О.П., доцент, кандидат технических наук.

#### **Оптимизация работы установок подготовки нефти**

*Казанцева А.М.*

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

При добыче нефти из нефтяных скважин добывается не чистый товарный продукт, а пластовая жидкость, которая содержит в себе большое количество воды, а также растворённые в нефти газы и твёрдые механические примеси: песок, цемент, горные породы, глина, окалина. Нефть с водой образуют высоковязкую устойчивую эмульсию с плотностью большей, чем плотность товарной нефти. Магистральные трубопроводы не предназначены для транспортировки необработанных водонефтяных эмульсий. По-



этому вблизи месторождений нефти на промыслах используют установки подготовки нефти (УПН), спроектированные с учётом физико-химических свойств поступающей на установку водонефтяной эмульсии, дебита нефтяных скважин и требований к качеству товарной нефти.

Первичная подготовка нефти на УПН включает в себя следующие технологические процессы:

- 1) дегазацию – отделение лёгких газообразных углеводородов от нефти;
- 2) обезвоживание – разрушение водонефтяной эмульсии, путём нагрева и добавления деэмульгаторов;
- 3) обессоливание – удаление солей за счёт добавления пресной воды и повторного обезвоживания;
- 4) стабилизацию – удаление лёгких углеводородов с целью уменьшения потерь нефти при её дальнейшей транспортировке.

Добываемая из скважин эмульсия поступает на автоматизированные замерные установки (АЗУ), а затем на дожимные насосные станции, где проходит первая ступень сепарации. Частично дегазированная нефтяная эмульсия поступает на УПН, где последовательно осуществляется процесс сепарации в несколько ступеней. Газ стабилизации используется на собственные нужды, либо сжигается на факелах, либо направляется на газоперерабатывающие заводы. Вода со всех ступеней сепарации направляется на поддержание пластового давления.

Реконструкция и оптимизация работы УПН может происходить множество раз на одном нефтяном промысле. Ведь разработка особенно больших залежей нефти может производиться десятками лет, и в ходе разработки возможно изменение дебита скважин и обводнённости добываемой нефти.

Обводнённость нефтяных месторождений в ходе эксплуатации повышается, так как при добыче нефтяной эмульсии в пласт возвращают тот же объём пластовой воды, очищенной на установках подготовки воды, для поддержания пластового давления. Обводнённость многих месторождений Западной Сибири составляет 85% и более, так как многие месторождения этого региона находятся в эксплуатации с прошлого столетия. Основной проблемой при подготовке нефти этого региона является высокая обводнённость добываемой пластовой жидкости.

Вариантами оптимизации УПН могут быть:

- 1) перераспределение потоков пластовой продукции со скважин по объектам подготовки нефти и газа;
- 2) использование более качественного деэмульгатора при разделении эмульсии;
- 3) монтаж дополнительного технологического оборудования;
- 4) внедрение энергоэффективных технологий обезвоживания на установках предварительного сброса воды (УПСВ).

Наиболее оптимальной технологией для повышения качества обезвоживания и обессоливания нефти на УПН с минимальными энергетическими затратами предложен метод промывки нефти сточной водой на УПСВ. Метод заключается в подаче сточной воды в нефть через специально сконструированный диспергатор на линии входа ступени горячего обезвоживания водонефтяной эмульсии.

Диспергированная промывочная вода способствует укрупнению капель воды, эмульгированных в нефти, за счёт этого разделение эмульсии происходит намного интенсивнее.

Этот метод предварительного обезвоживания позволяет оптимизировать процесс отделения пластовой воды при «холодном отстое» на тех УПСВ, где предварительный сброс воды осуществляется за счёт нагрева водонефтяной эмульсии. Это позволяет значительно снизить затраты на подготовку нефти за счёт сокращения объёма потребляемого топлива.

#### Библиографический список

1. Муллаев, Б. Т. Проектирование и оптимизация технологических процессов в добыче нефти / Б. Т. Муллаев. – Москва: Мультимедийное издательство Стрельбицкого, 2018. – 426 с.

2. Минхаеров, Я. Г. Подготовка нефти без предварительного нагрева методом промывки сточной водой / Я. Г. Минхаеров // Территория Нефтегаз. – 2014. – № 11. – С. 74-76.

Научный руководитель: Савченков А. Л., канд. техн. наук, доцент.

### **Повышение качества товарной нефти, за счет снижения содержания парафина в нефти**

*Картамышева В.С.*

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

Продукция скважин представляет собой сложную смесь, которая состоит из нефти, газа, воды и примесей. Присутствие твердого парафина в нефтях увеличивает их вязкость. Транспортировка такой нефти связана с дополнительным подогревом или смешением с маловязкими нефтями. Помимо этого, транспортировка данной смеси требуется увеличение диаметра трубопровода. Твердые парафины с течением времени под воздействием низких температур кристаллизуются и образуют парафинистые отложения на нефтеперекачивающем оборудовании, которые засоряют фильтры насосов. От качества товарной нефти зависят рентабельность и надежность работы магистрального трубопроводного транспорта, а также качество полученных из нее продуктов. Для предотвращения отложения парафина при добыче и транспорте нефти применяются следующие методы:

1) Механические (скребки). Данный метод осложняется тем, что возможно застревание скребков, обрыв их крепления и другие сложности.

2) Физические (воздействие механических и ультразвуковых колебаний, а также магнитных полей). Однако данный метод полностью не справляется с парафиноотложениями.

3) Тепловые (нагрев жидкости). Предусматривает высокие затраты на электроэнергию.

4) Химические (дозирование хим. реагентов предотвращающих отложения). В настоящее время использование ингибиторов отличается своей эффективностью, а также экономичностью. Наиболее эффективными ингибиторами парафинов являются композиционные реагенты, состоящие из нескольких химических соединений различной химической природы и с разным механизмом воздействия на парафины.

#### Библиографический список

1. Рогачев, М. К. Борьба с осложнениями при добыче нефти / М. К. Рогачев, К. В. Стрижнев. – Москва: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2006. – 295 с.

2. Кабылова, А. Р. Ингибиторная защита от парафиноотложений при нефтедобыче / А. Р. Кабылова. // Современные тенденции технических наук: материалы III Междунар. науч. конф. – Казань, 2014. – С. 81-84.

Научный руководитель: Семухин С.П., к.п.н., доцент

### **Перспектива производства игольчатого кокса в России**

*Колесниченко С.В.*

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

В последнее время в отечественной нефтепереработке наблюдается тенденция углубления переработки нефтяного сырья, увеличения производства светлых нефтепродуктов и снижения выхода остаточных фракций. В то же время тяжелые нефтяные остатки также подвергаются переработке, что в итоге приводит к получению весьма ценных продуктов. Интенсивное развитие черной и цветной металлургии, а также стремление к получению дистиллятных продуктов ставит перед нефтеперерабатывающей промышленностью получение качественных углеродных материалов. Одним из распространенных методов переработки нефтяных остатков является замедленное коксование, основным продуктом которого – кокс – является источником получения электродов.

На сегодняшний день почти все нефтеперерабатывающие заводы России выпускают электродный кокс. Однако с развитием металлургической промышленности повышается качество выпускаемой продукции, а, следовательно, должно повышаться качество потребляемого сырья. В ка-

честве одного из вариантов предлагается введение производства игольчатого кокса. Данный продукт обладает уникальными свойствами: низким коэффициентом термического расширения (КТР), высокой удельной плотностью, механической прочностью, высоким содержанием графита и низким уровнем содержания серы, азота и золы. По сравнению с обычным электродным коксом игольчатый обладает более высокой термостойкостью и существенно снижает расход электродов на тонну выплавляемой стали (смотри таблицу 1). Равноценной замены игольчатому коксу в настоящее время не существует [1].

Таблица 1

Сравнительная характеристика видов кокса

Показатели	Кокс электродный	Кокс игольчатый
Действительная плотность, г/см <sup>3</sup>	2,02...2,12	2,14...2,15
Массовая доля серы, %	1,5...2	0,38...0,46
Зольность, %	0,6	0,01...0,06
Массовая доля общей влаги, %	0,5	0,02...0,1
КТР, 10 <sup>-7</sup> /°С		1,0...1,6

На протяжении долгого времени производители электродов и отечественная металлургия находится в полной зависимости от поставок игольчатого кокса из-за рубежа. Также в этой зависимости находятся не только металлурги: игольчатый кокс применяется в оборонной, электронной, атомной промышленности. На данный момент разрабатываются варианты производства отечественного кокса, который поможет отойти от внешней зависимости.

Игольчатый кокс имеет резкую структуру, имеет металловидный внешний вид, при изломе образует иглоподобные осколки. Режим получения игольчатого кокса отличается от обычного режима большей жесткостью (высокими значениями температуры, давления и величинами коэффициента рециркуляции). Еще одной особенностью является удлинение цикла коксования до 36 часов, вместо 24 часов [2].

Основным условием получения игольчатого кокса является выбор сырья. Сырье для производства должно быть высокоароматизированным (около 60...85 % масс.), содержание фракций, выкипающих до 350°С, должно быть не более 25 % масс. В таблице 2 приведены основные виды сырья, которые можно применить для получения игольчатого кокса [3].

В настоящее время ведутся поисковые работы для получения дополнительных источников сырья для получения игольчатого кокса. Например, японские фирмы «Мицубиси» и «Ниттецу» пришли к выводу, что каменноугольная смола является наиболее подходящим сырьем для производства игольчатого кокса. Каменноугольная смола представляет собой сложную многокомпонентную смесь, в составе которой присутствуют алкилзамещенные гомологи бензола, нафталина, фенантрена и других полицикли-

ческих ароматических углеводородов. Кроме аренов в смоле присутствуют соединения кислорода, азота и серы. Для успешного использования данного сырья его необходимо предварительно очистить от нежелательных компонентов (фильтрацией и центрифугированием) затем в результате процессов ректификации и экстракции получить экстракт, который пойдет на установку замедленного коксования [4].

Таблица 2

Свойства основных видов сырья, применяемых при производстве  
игольчатого кокса

Показатели	Дистиллятный крекинг-остаток	Газойль каталитического крекинга	Смола пиролиза
Плотность при 20°С, кг/м <sup>3</sup>	1044...1076	1014...1044	1014...1068
Содержание, %			
- серы	0,4...0,6	0,3...0,6	0,3
- азота	0,05...0,10	0,05...0,10	0,10...0,15
- золы	менее 0,02	0,03...0,05	менее 0,01
- асфальтенов	10...20	1...6	8...18
Коксуемость, %	15...20	3...4	10...15
Фракционный состав			
-н.к., °С	320...350	280...350	240...280
-50% выкипает, °С	430...460	400...450	300...350

На сегодняшний день производство игольчатого кокса реализовано на площадке одного завода России. Полагаем, что кроме этой площадки есть возможность реализации производства данной продукции на других отечественных нефтеперерабатывающих заводах. Это позволит заполнить внутренний рынок потребителя, а также выйти на мировой рынок.

Библиографический список

1. Банников, Д. А. Коксозамещение / Д. А. Банников // Сибирская нефть. – 2015. – № 7. – С. 40-43.
2. Хайрудинов, И. Р. Перспектива расширения сырьевой базы для получения игольчатого кокса / И. Р. Хайрудинов // Башкирский химический журнал. – 2011. – № 3. – С. 103-111.
3. Eckert, A. Erdol and Koble / A. Eckert. – New York: Chem Publ, 1985. – 510 p.
4. Хайрудинов, И. Р. Исследование в области производства нефтяного кокса / И. Р. Хайрудинов. – Москва: ЦНИИТЭНефтехим, 1984. – 86 с.

Научный руководитель: Савченков А. Л., канд. техн. наук, доцент.

## **Повышение энергоэффективности компрессорной станции**

*Кривоногов М.А., Таранова Л.В.*

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

Работа газоперерабатывающих предприятия нашей страны отличается высоким уровнем потребления топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) при недостаточно высоком качестве подготовки и переработки сырья. Это связано в первую очередь с физическим и моральным износом оборудования и самой технологии. Поэтому тема энерго – ресурсосбережения является одной из актуальных тем для снижения роста потребления энергетических ресурсов.

Цель энергосбережения заключается в повышении энергоэффективности процесса и снижение затрат на его осуществление и проведение. И задача - определить, какими мерами и насколько можно осуществить это повышение [1].

На большинстве промышленных предприятий в условиях текущего экономического состояния и повышения тарифов на электроэнергию сокращение энергетических затрат играет большую экономическую роль. Поскольку доля компрессорных и нагнетательных станций в балансе энергопотребления составляет 25–30 %. Поэтому энергосберегающие мероприятия и мероприятия по повышению энергоэффективности установок подготовки газа, в частности компрессорных станции, являются актуальной проблемой в газовой отрасли [2].

Методы повышения энергоэффективности компрессорных станций и снижения топливно-энергетических затрат:

1. Выбор оптимального количества и типоразмера газоперекачивающих агрегатов (ГПА), обеспечивающих снижение энергозатрат.

В настоящее время большая часть (ГПА) на КС имеют эксплуатационный КПД ниже, чем паспортный, что приводит к перерасходу энергии на перекачку газа. Это связано с двумя факторам – большой срок службы агрегатов, что приводит к их замене и их недогрузкой, что требует решения задач оптимизации. Поэтому периодическое обновление (ГПА) – необходимый и закономерный путь улучшения энергоэффективности и снижение затрат на осуществление процесса [3].

2. Замена электродвигателя (ГПА) на газотурбинный двигатель.

Так же в качестве повышения энергоэффективности работы компрессорной станции и снижения затрат на электроэнергию, станет замена электродвигателей (ГПА) на газотурбинные двигатели. Что во многом снизит потребление электрической энергии, так как вращения ротора газотурбинного двигателя осуществляется за счет движения газа, что является неоспоримым преимуществом, по сравнению с электродвигателями, так как на газовых производствах есть возможность использовать свой же газ в качестве энергии для турбин.

### 3. Применение модульной компоновки КС.

Применение модульной системы КС нацелено на: снижение гидравлических снижении гидравлических потерь в технологическом оборудовании и трубопроводах; повышении технико-экономических показателей КС, в том числе увеличении надежности оборудования и трубопроводов КС; уменьшении сроков и стоимости строительства, снижении эксплуатационных затрат.

Отличие блочно – модульной системы от классической технологической обвязки:

Линии рециркуляции газа находятся непосредственно в модуле, что исключает общецеховую линию рециркуляции и значительно сокращает общую длину трубопроводов.

АВО связаны поагрегатно, что ведет к снижению вибрационной, турбулентной составляющей и позволит повысить надежность трубопроводов.

Переход на блочно модульную компоновку позволит снизить потери давления в фильтр сепараторах и АВО, что приведет к снижению степени повышения давления нагнетания газа и позволит экономить на энергоресурсах [3].

### 4. Применение труб с внутренним покрытием.

Применение труб с внутренним покрытием позволяет обеспечить повышение энергоэффективности трубопровода и сократить потребляемую мощность. Основным достоинством покрытия труб является снижение трения за счет нанесения на внутреннюю поверхность труб специального материала, увеличивающего гладкость трубы.

Преимущества:

Снижение затрат на перекачку и сжатие в процессе эксплуатации.

Улучшенный режим движения газа. Турбулентность уменьшается, что ведет к снижению критических состояний.

Снижение капитальных затрат за счет возможности уменьшения диаметра трубы, обусловленной его повышенной пропускной способностью

Величина энергосберегающего эффекта при применении данных покрытий, определяется геометрической конфигурацией участка трубопровода (длиной, диаметром) [3].

### 5. Использование тепла сжатого газа после компрессора.

Сжатый газ обладает высокой температурой, которую перед стадией охлаждения можно использовать для предварительного нагрева среды на установке КС либо на других установках предприятия. Это позволит понизить температуру газа после ступеней сжатия, что приведет к наименьшим затратам на его дальнейшее охлаждение в АВО. Это приведет к снижению поверхности теплообмена АВО либо уменьшению их количества, что плодотворно повлияет на экономическую выгоду предприятия.

## 6. Модернизация аппаратов (АВО)

Конструктивным улучшением (АВО) может служить установка двух соосных колес противоположного вращения, что приведет к интенсификации процесса теплообмена и повышению расхода охлаждающего воздуха. В результате чего повысится КПД и эффективность работы (АВО). С целью модернизации рабочих колес возможна установка композитных рабочих колес. Эти колеса отличаются от металлических колес тем, что в них используется специальный аэродинамический профиль с высокими характеристиками и по длине лопасти имеют переменную ширину и закрутку воздуха. Материалом для изготовления таких лопастей служит стеклопластик.

Применение представленных методов плодотворно повлияет на снижение затрат на проведение процесса и увеличение энергоэффективности установки в целом.

### Библиографический список

1. Стратегия повышения энергоэффективности в муниципальных образованиях [Электронный ресурс] / ОАО «ВНИПИэнергопром» // Актуальность энергосбережения РФ на современном этапе. – 2007. – Режим доступа: <http://www.energsovet.ru/stenergo.php?idd=13>.

2. Кочкин, П. А. Методы повышения эффективности работы компрессорных станций [Текст] / П. А. Кочкин, И. Н. Мухин // ИСУП. – 2009. – № 3 (23). – С. 23-28.

3. Булыгина, Л. В. Методы повышения энергоэффективности компрессорных станций с газотурбинными газоперекачивающими агрегатами на стадии реконструкции [Текст] / Л. В. Булыгина, В. И. Ряжских // Машиностроение. – 2017. – № 13. – С. 32-39.

Научный руководитель: Таранова Л.В., канд. тех. наук, доцент.

## **Иновационные технологии в сфере автоматизированного управления технологическими процессами**

*Крячков А.С., Глазунов А.М.*

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

В настоящее время в связи с развитием нефтяной и газовой промышленности усложнилась система управления технологическими процессами. Широкое внедрение автоматизированных комплексов было вызвано усложнением различных технологических процессов и интенсификации производства. Все чаще ужесточаются требования, предъявляемые к данным комплексам, связанные с измерением, контролем и управлением [1].

При проектировании автоматизированных комплексов используются специально предназначенные программы, которые разработаны на основе математического моделирования технологических процессов. Данное



внедрение таких программ позволяет повысить эффективность управления, проверить работу систем под влиянием различных факторов.

Основная задача, стоящая перед имитационными комплексами, состоит в отладке и проверке алгоритмов управления, так как ошибки в процессе эксплуатации могут привести к аварийным ситуациям на технологической установке [2].

Так, разработанное программное обеспечение подробно отражает работу всей технологической установки, а также позволяет отслеживать состояние системы через определенные промежутки времени, задавать необходимые параметры работы.

Данное программное обеспечение может быть использовано для эффективной проверки и отладки автоматических систем управления установками сбора нефти, а в дальнейшем будет использовано для работ по построению имитационного программного комплекса для отладки автоматизированной системы управления установкой предварительного сброса пластовой воды.

#### Библиографический список

1. Семенов, В. С. Оптимизация процесса управления установками сбора и подготовки нефти / В. С. Семенов // Вестник Самарского Государственного Технического университета. – 2015. – № 33. – С. 72-76
2. Островский, Г. М. Моделирование химико-технологических схем / Г. М. Островский. – Москва : Химия, 1975. – С. 240.

Научный руководитель: Глазунов А.М., канд. техн. наук, доцент.

#### **Модернизация и оптимизация установок подготовки нефти**

*Лялин Д.В., Землянский Е.О.*

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

Затраты на промышленную подготовку нефти составляют значительную часть расходов на добычу нефти. Поэтому совершенствование технологии и техники промышленной подготовки всегда является актуальным.

В настоящее время в России основные месторождения нефти вступили в позднюю стадию разработки, что приводит к высокой обводненности вырабатываемой нефти. Увеличение количества добываемой жидкости за счет извлекаемой воды вместе с нефтью приводит к резкому повышению затрат на транспортировку добываемой жидкости до пунктов подготовки и на промышленную подготовку нефти. Кроме всего этого, пластовую воду после отделения от нефти необходимо вернуть на объекты добычи нефти для поддержания пластового давления в скважинах. В этих условиях совершенствование технологии и техники промышленной подготовки нефти приобретает несомненную актуальность.

В связи с этим требуется модернизация и улучшение установок по подготовке нефти.

Одной из главных проблем является то, в период эксплуатации происходит изменение содержания технологических параметров, а также состава и свойств добываемой эмульсии. С учетом проектной мощности установки, которая характеризует максимально возможный выход продукции, практическая мощность установки в реальных условиях сильно отличается. В связи с этим для снижения возможных эксплуатационных затрат могут быть проведены следующие работы:

- Демонтаж оборудования, которое не используется в текущей технологической схеме, с учетом сведений об обводненности нефти в течение ближайших пяти лет

- Снижение энергоемкости используемых насосов, используемых для перекачки нефти

Для оптимизации работы установки подготовки нефти можно использовать следующие методы:

- Перераспределение потоков поступающей нефти по установкам подготовки нефти

- Монтаж дополнительного технологического оборудования для предварительного сброса воды перед оборудованием подготовки.

Для лучшего разделение высокообводненной эмульсии приходится использовать более эффективные деэмульгаторы. Оптимизация применения деэмульгаторов помогает лучшим способом решать технологические задачи по разделению водонефтяных эмульсий при минимизации затрат на проведение процесса.

Так же, в целях снижения затрат необходимо их рациональное применение, так как доля деэмульгаторов в себестоимости подготовки нефти составляет около 10%.

При оценке эффективности используемого деэмульгатора главными критериями его оценки являются следующие показатели:

- Расход эмульсии на одну тонну нефти
- Время разрушения эмульсии
- Температура отстоя и его скорость
- Количество отстоявшейся воды и солей нефти после отстоя

Применение конкретного вида деэмульгатора, а также его количества на тонну нефти при подготовке нефти, главным образом, зависит от изменений физико-химических свойств и состава добытой нефти.

Применение методов по уменьшению затрат и оптимизации установки подготовки нефти, применялось на базе ООО «РН-Юганскнефтегаз», где в связи с увеличением обводненности нефти была добавлена установка предварительного сброса воды, а также демонтированы электродегидраторы для разделения водонефтяной эмульсии.

Методы, приведенные в статье являются актуальными в текущее время, в связи с выработкой старых месторождений, а также в простоте и возможности применения на производстве.

#### Библиографический список

1. Ковда, Д. А. Улучшение процессов подготовки нефти на промыслах Башкирии для дальнейшей транспортировки / Д. А. Ковда // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2014. – № 1. – С. 30-34.

2. Калименова, О. А. Оптимизация существующего оборудования объектов подготовки нефти и газа / О. А. Калименова, Э. М. Мухаметова, Г. В. Кириллова, Г. Ф. Мурзакаева // Экспозиция Нефть Газ. – 2012. – № 4. – С. 65-69.

Научный руководитель: Землянский Е.О., канд. хим. наук. доцент

#### **Методы борьбы с парафиноотложениями при транспортировке и подготовки нефти**

*Мацюк А.С.*

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

Сбор нефти на месторождения часто осложняется отложениями парафина на стенках аппаратов и трубопроводов нефти и их коррозией (в частности для сернистых нефтей). Основные параметрами, определяющими выпадение парафиноотложений, являются – давление, температура, скорость фильтрации, газовый фактор, содержание в нефти асфальтосмолистых и парафиновых отложений (АСПО) и ряд других факторов. Эффективное решение проблемы борьбы с этими процессами достигается за счет следующих способов:

1. Механический, при котором парафин со стенок труб периодически удаляется специальными скребками и выносится струей на поверхность.;

2. Тепловой, при котором скважина промывается теплоносителем (паром, горячей водой или нефтепродуктами). В настоящее время самый часто используемый метод борьбы с отложениями парафинов.;

3. Применение аппаратуры с гладкой внутренней поверхностью (остеклованных или покрытых специальными лаком или эмалями).;

4. Химический, при котором парафин удаляется с помощью растворителей. На данный момент самый перспективных способ борьбы с парафиноотложениями;

5. Физический – с применением ультразвука (использование стационарно установленных или погружных излучателей).

Образование АСПО вызвано наличием в нефти высокомолекулярных парафинов, выделяющихся из нее кристаллизацией при температуре, зависящей от химического состава нефти и от молекулярной массы парафинов. Отложение парафинов на внутренней поверхности труб отрицательно влияет на процесс добычи и транспортировки нефти. Отложение АСПО на внутренней поверхности труб вызывает снижение количества проходящей жидкости вплоть до полной закупорки глухой парафиновой пробкой.

Одним из наиболее эффективных методов удаления парафиноотложений является использование растворителей. В качестве реагентов – растворителей АСПО используют индивидуальные растворители и многокомпонентные составы, которые обладают большой растворяющей способностью парафиноотложений. В некоторых случаях для повышения эффективности операций по удалению твердых парафинов растворитель подогревают или его подают вместе с паром.

Нефть Тарасовского месторождения относится к легким, маловязким, малосернистым нефтям; малосмолистая, парафинистая, плотность ее в поверхностных условиях составляет 829-834 кг/м. кинематическая вязкость при 20 °С изменяется от 5.56 до 8.90 мм /с. Выход фракций, выкипающих до 300 °С составляет от 53,5 до 75 % объема. Температура застывания безводной нефти составляет минус 2,4 °С. Газовый фактор изменяется от 216 до 232 м<sup>3</sup>/т.

Для борьбы с парафиноотложениями Тарасовского месторождения предлагается применить природные растворители

Сама нефть Тарасовского месторождения считается легкой, с преобладающим содержанием углеводородов C<sub>3</sub>-C<sub>6</sub>, мало подвержена сернистым и хлористым отложениям, наличие смол и асфальтенов невелико.

Основное достоинство применения растворителей на основе схожих компонентов нефти заключается в родстве соединений, входящих в их состав, а также в доступности сырьевого обеспечения. Растворители этого типа имеют низкую стоимость, не влияют на дальнейшие процессы переработки нефти. В качестве основного компонента в растворителе выступает легкая фракция парафиновых углеводородов C<sub>3</sub>-C<sub>6</sub>. Недостатком таких растворителей является низкая эффективность, так как смолы, а тем более асфальтены плохо растворимы в органических соединениях этого класса. Несмотря на столь существенные недостатки, реагенты этой группы имеют перспективу использоваться на Тарасовском месторождении.

#### Библиографический список

1. Тронов, В. П. Промысловая подготовка нефти Казань / В. В. Тронов. – Казань : ФЭН, 2000. – 416 с.
2. Методы борьбы с отложениями [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://studfiles.net/preview/5333452/page:11/>.
3. Облёзов А. В., Мусабилов М.Х. Новый перспективный углеводородный растворитель для процессов стимуляции скважин // ТатНИ-

ПИНЕФТЬ – 2014. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.tatnipi.ru/upload/sms/2014/bur/007.pdf>.

Научный руководитель: Семухин С.П. – к.п.н., доцент

## **Пути энергосбережения и рационального использования тепла в нефтегазовой отрасли**

*Михайлова А.Е., Таранова Л.В.*

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

На сегодняшний день, в условиях растущей конкуренции на мировых рынках и прогрессивного истощения ресурсной базы, все более актуальными становятся вопросы организации и реализации мероприятий по энерго- и ресурсосбережению, и повышению энергоэффективности предприятий топливно-энергетического комплекса в целом и технологических объектов подготовки и переработки нефти и газа, в частности [1].

В данной работе рассматриваются варианты технических решений по рациональному использованию тепла в нефтегазовой отрасли. В частности, выполнен анализ установок низкотемпературной конденсации попутного нефтяного газа и анализ установок подготовки нефти с позиций снижения энергозатрат на реализацию процессов, минимизации потерь тепла и рациональное использование имеющихся энергоресурсов.

При анализе структуры внутренних и внешних материальных и энергетических потоков газоперерабатывающего комплекса (блоки компримирования, осушки и низкотемпературной конденсации) выявлены возможности рекуперации тепла и минимизации энергопотребления из внешних энергосистем.

Действующей технологической схемой предусмотрено охлаждения газа после ступеней сжатия в аппаратах воздушного охлаждения с рассеиванием тепла в атмосферу; реализация предлагаемых мероприятий позволит более рационально использовать тепло собственных потоков установки и снизить потери тепла.

Наличие на установке неиспользуемых горячих потоков сжимаемого газа и потребность в нагреве потоков на стадии десорбции позволяет рассмотреть вариант использования тепла сжимаемого газа для предварительного нагрева потока перед печью, установив дополнительный теплообменник. Учитывая температуры газа после ступеней сжатия (150-180<sup>0</sup>С) можно предусмотреть нагрев потока в две стадии: в теплообменнике - до температуры порядка 150-160<sup>0</sup>С; последующий нагрев в печи – до 280<sup>0</sup>С.

В ходе теплового и механического расчетов предлагаемого теплообменного оборудования был принят кожухотрубчатый теплообменник с плавающей головкой с поверхностью теплообмена 608,2 м<sup>2</sup>, выполненный из листовой низколегированной стали 09Г2С [2] толщиной 0,025 м.

Мероприятие нацелено на сокращение расхода энергетических потоков и материалов, путем снижения нагрузки на печь и рационального использования тепла на установке.

При анализе потоков установки подготовки нефти, выявлено сжигание попутного нефтяного газа (ПНГ) на стадии сепарации более 30 % от общей добычи на факеле высокого давления и 100 % на факеле низкого давления.

Данные объемы газа целесообразно направить на газотурбинную электростанцию (ГТЭС) для выработки электроэнергии, что повысит уровень утилизации ПНГ, расход на технологические нужды и обеспечит потребление электроэнергии.

Для подачи газа низкого давления совместно с газом высокого давления, необходимо предусмотреть винтовой компрессорный агрегат мощностью не менее 410 кВт.

Проведение такого рода мероприятий диктуется не только необходимостью экономии энергетических ресурсов, но и важностью учета вопросов охраны окружающей среды при решении энергетических проблем. Сжигание попутного нефтяного газа сопровождается выбросом в атмосферу больших объемов вредных веществ, что влечет за собой ухудшение состояния окружающей среды, уничтожение невозобновляемых природных ресурсов, развивает негативные общепланетарные процессы, которые крайне отрицательно влияют на климат и человека.

Подход к энергосбережению включает анализ существующих или проектируемых систем, разработку тепловых схем на его основе, оптимизацию параметров, интенсификацию процессов и освоение или разработку новых типов аппаратуры. Для процессов химической технологии особенно важным является учет особенностей технологического процесса.

#### Библиографический список

1. Хакимова, К. М. Мировые тенденции в области энергосбережения и повышения энергоэффективности в нефтегазовой отрасли / К. М. Хакимова // Булатовские чтения. – 2018. – № 7. – С. 270-272.

2. Таранова, Л. В. Машины и аппараты химических производств : учебное пособие / Л. В. Таранова. – 2-е изд., перераб. и доп. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2012. – 240 с.

Научный руководитель: Таранова Л.В., доцент.

## Инновационные технологии производства в нефтегазовой промышленности

Мусина Н.Ю.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

В настоящее время нефтегазовая промышленность - одна из ведущих и хорошо развитых отраслей народного хозяйства.

Специалисты, работающие в данной области, ежедневно сталкиваются с рядом задач и проблем при проектировании и эксплуатации различного оборудования для производства. Пути решения этих задач и проблем должны быть инновационными [1]. Также не стоит забывать о том, что все новые технологии на производстве должны учитывать требования энергоэффективности и энергосбережения.

При подготовке нефти, непосредственно на промысле, встает следующий ряд вопросов:

- эффективная дегазация нефти;
- предварительный сброс пластовой воды;
- очистка продукции нефтегазовых месторождений от сероводорода;
- утилизация попутного нефтяного газа.

Рассмотрим возможные пути решения возникающих вопросов.

Для более эффективной дегазации и предварительного сброса воды на нефтяных месторождениях предлагается использовать входной сепарационный блок для продукции с высоким содержанием газа. Применение такого блока позволяет увеличить эффективность сепарации газа до 99 %.

Для очистки продукции нефтяных месторождений от сероводорода в составе технологических линий УПН предлагают применять установку, представленную на рисунке 1 [2].

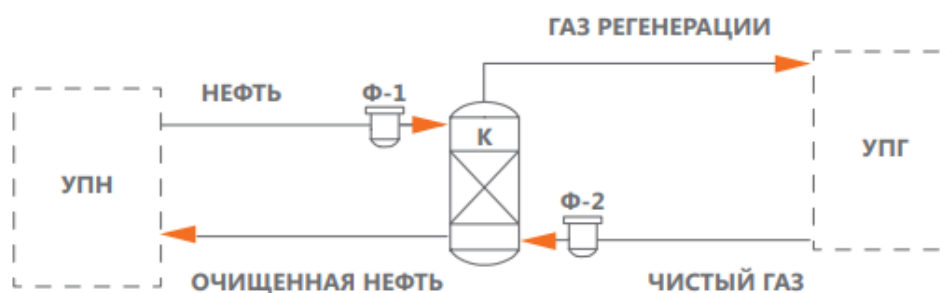


Рисунок 1. Установка очистки продукции нефтяных месторождений от сероводорода:

Ф-1,2 – фильтры нефти и газа; К – колонна

На установке имеется колонна, которая оборудована контактными устройствами из нержавеющей стали, обеспечивающими более высокую

эффективность и устойчивость работы в широком диапазоне производительности. Обезвоженная нефть через соответствующий фильтр Ф-1 подается в верхнюю часть колонны. В нижнюю часть колонны через Ф-2, противотоком, подается предварительно очищенный от сероводорода газ. При взаимодействии с нефтью образуется газожидкостная система, обладающая идеальным массообменом и высокой дисперсностью. Очищенная от сероводорода нефть из нижней части колонны направляется на КСУ. Газ с сероводородом направляется во входные сепараторы УПГ и далее на очистку.

Вопрос об утилизации ПНГ был решен с разработкой установки утилизации ПНГ на топливных элементах. Данная установка дает возможность перерабатывать и утилизировать ПНГ с получением тепловой и электрической энергии, что позволяет сохранить энергоэффективность данного процесса [3].

Все рассмотренные выше методы дают возможность повысить эффективность существующих процессов подготовки нефти с учетом энергоэффективности и энергосбережения. Применение новых инновационных технологий в нефтяной и газовой промышленности положительно скажется на выходе и качестве получаемых продуктов.

#### Библиографический список

1. Богданчиков, С. М. Роль научно-технического прогресса в развитии мировой нефтяной промышленности / С. М. Богданчиков // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2006. – № 1. – С. 3-7.
2. Промысловая очистка нефтей от сероводорода и меркаптанов / А. М. Мозгарев [и др.] // Химическая технология. – 2015. – № 7. – С. 73-76.
3. Сжижение и переработка попутного нефтяного газа на месторождении / М. Ю. Куцак [и др.] // Газовая промышленность. – 2014. – № 6. – С. 98-99.

Научный руководитель: Скворцова Е.Н., канд. техн. наук, доцент.

#### **Повышение эффективности утилизации попутного нефтяного газа**

*Овчаренко И.Н.*

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

С каждым днем роль природного и попутного нефтяного газов в качестве сырья в нефтеперерабатывающей промышленности стремительно растет. Наиболее важная задача в развитии данной отрасли – внедрение новых схем подготовки и переработки сырья, позволяющих увеличить долю полезно утилизируемого попутного нефтяного газа, поскольку отсутствие инфраструктуры для утилизации попутного газа вынуждает бесполезно сжигать его и выбрасывать продукты сгорания в атмосферу, что



обостряет экологическую обстановку и снижает экономическую эффективность производства. [1]

Утилизация попутного нефтяного газа открывает новый путь к получению экономической выгоды за счет реализации дополнительного объема полезных продуктов. Сегодня на основании имеющихся отечественных и зарубежных знаний для извлечения из попутного нефтяного газа ценных компонентов используются такие низкотемпературные процессы, как сепарация, конденсация, ректификация и абсорбция.

Основными проблемами данных процессов являются необходимость получения глубокого холода (ниже  $-40^{\circ}\text{C}$ ) во внешних холодильных циклах, низкая четкость разделения легких углеводородов, выбор оптимальных условий проведения процесса. [2]

Решения вышеназванных проблем можно достичь за счет использования многокомпонентных хладагентов, модернизации оборудования, контактных устройств, внедрения современных датчиков и программного обеспечения для контроля условий проведения процесса, однако данные решения требуют определенных капитальных затрат и приводят к повышению эксплуатационных затрат.

#### Библиографический список

1. Проворный, И. А. Современное состояние и ключевые проблемы утилизации попутного нефтяного газа в России / И. А. Проворный // Интерэкспо Гео-Сибирь – 2013. – № 1.
2. Атабегова, Е. А. Обзор методов низкотемпературной переработки попутных нефтяных газов / Е. А. Атабегова // Вестник Московского Государственного Технического университета им. Н. Э. Баумана. Серия «Машиностроение» – 2010. – № Спецвыпуск.

Научный руководитель: Гуров Ю.П., канд. техн. наук, доцент.

### **Особенности автоматизации промышленных объектов по переработке высоковязких нефтей**

*Олейник А.А.*

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

В таких технологических процессах как подготовка, переработка и перекачка нефти с высокой вязкостью в общем случае нет таких общепринятых технологических средств, которые были бы способны комплексно разрешить все существующие проблемы переработки нефтяной эмульсии, поступающей с кустов скважин. При проектировании промышленных объектов обычно прибегают к универсальным традиционным решениям, чтобы отделить фазы друг от друга, при этом производя обезвоживание и обессоливание эмульсии [1]. Так как в условиях нефтегазового промысла

важно, чтобы все оборудование как можно дольше оставалось в хорошем техническом состоянии, а лишние примеси могут потенциально привести к коррозии, загрязнению и засорению оборудования, имеющего непосредственный контакт с эмульсией, наилучшим решением часто оказывается как можно более чистая и качественная очистка, которая должна производиться как можно раньше.

Относительно проблематичной является разработка месторождений с эмульсией, имеющей высокую вязкость. Если в общем случае проблему обезвоживания можно решить процессом отстаивания, в котором главную роль играет разница плотностей, то при переработке высоковязких нефтей на границах разделения объёмов воды и нефти может образовываться слой, препятствующий взаимодействию фаз, вследствие чего отстаивание замедляется, или не происходит вовсе [2]. В этом случае эмульсию подвергают нагреву, чтобы разрушить химические связи и таким образом понизить вязкость вещества.

Одним из самых известных комплексных решений по подготовке высоковязких нефтей до сих пор является нефтегазоводоразделитель, несмотря на то, что при проектировании объектов в последнее время стараются обойтись без этих аппаратов, используя сепараторы, печи и электродегидраторы. Нефтегазоводоразделители совмещают в себе процессы нагрева, коалесценции и отстоя, и, будучи сложными системами со своим собственным рабочим пространством, требуют индивидуального подхода к автоматизации их технологического процесса [3]. Для работы нефтегазоводоразделителей имеется необходимость измерять уровень нефти в аппарате, давление газа, температуру, давление притока топливного газа, а также определять степень загазованности и наличие пламени на горелках. Чтобы повысить качество мониторинга и регулирования процесса, каждый нефтегазоводоразделитель обычно оборудуется собственным шкафом управления, с установленным в нём контроллером с необходимым программным обеспечением. Контроллер соединяется с полевыми приборами и средствами автоматизации, а также с автоматизированным рабочим местом оператора, чаще всего представленным промышленным компьютером. Система должна быть спроектирована так, чтобы собирать и обрабатывать исчерпывающее количество информации о технологическом процессе, в то же время предоставляя оператору сведения о состоянии технологических параметров и оборудования нефтегазоводоразделителя. Логический контроллер системы автоматизации должен быть запрограммирован на автоматическое регулирование технологических параметров и управление технологическим оборудованием. Под этим подразумевается выбор и розжиг горелок нагревателя, контроль их состояния и состояния технологического оборудования, формирование сигналов аварийного отключения при возникновении аварийной ситуации, управление открытием и закрытием клапанов-отсекателей, включение и выключение вентиляторов. Так как про-

граммный алгоритм контроллера в такой системе регулирует горение топлива, важно уделить внимание оптимизации режимов горения для получения максимального соотношения эффективности и экономичности.

Очевидно, что процесс проектирования систем автоматизации объектов нефтяного промысла требует знаний не только в области автоматики и проектирования, но и метрологии, информационной безопасности и технологии переработки нефти. Именно поэтому современные системы и программные пакеты проектирования систем автоматизации позволяют решать задачи любой сложности, а их универсальность способствует быстрой и эффективной интеграции в существующие программные комплексы.

#### Библиографический список

1. Оборудование подготовки и переработки нефти и газа / Л. В. Таранова, А. Г. Мозырев. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2014. – 236 с.
2. Особенности подготовки высокоэмульсионной нефти / И. П. Новиков [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 4 – С. 37-44.
3. Нефтегазоводоразделитель [Электронный ресурс] // Банк патентов. – Режим доступа: <http://bankpatentov.ru/node/1843>.

Научный руководитель: Логачев В. Г., профессор, доктор техн. наук.

#### **Оптимизация работы установки предварительной подготовки газа с целью улучшения качества сдаваемого газа**

*Павлов А.С.*

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

Добываемые на месторождениях природный газ и газовый конденсат содержат в своем составе механические примеси, углеводородный конденсат, кислые газы и пары воды. Наличие неблагоприятных примесей в газе может приводить к нарушению работы оборудования и усложнению дальнейшей транспортировки и переработки природного газа. К товарному газу предъявляется ряд требований по качеству, который базируется на СТО Газпром 089-2010 [1].

Установки предварительной подготовки газа используются для первичной подготовки газа на месторождении. Работа установок основывается на трех основных принципах: абсорбция, адсорбция и низкотемпературная сепарация. Наиболее широкое распространение на промыслах северных месторождений получили установки низкотемпературной сепарации, имеющие низкие капиталовложения и эксплуатационные затраты. Разделение газоконденсатной смеси в таких установках происходит под действием отрицательных температур, достигаемых за счет изоэнтальпийного расширения газа. Однако данная технология имеет недостаток: в процессе разработки месторождения происходит снижение пластового

давления, что влечет за собой невозможность получения необходимых низких температур [2].

В целях рационального использования пластовой энергии и повышения технико-экономических показателей существует необходимость в модернизации технологии низкотемпературной сепарации. Одним из вариантов решения проблем является установка турбодетандерного агрегата, который за счет изоэнтропийного расширения газа позволяет значительно снизить температуру сепарации вне зависимости от окружающих условий среды и перепадов давления, а также достигать более полного извлечения тяжелых углеводородов.

#### Библиографический список

1. Лapidус, А. Л. Газохимия / А. Л. Лapidус, И. А. Голубева, Ф. Г. Жагфаров. – Москва : ЦентрЛит-НефтеГаз, 2008. – 450 с.

2. Шестерикова, Р. Е. Повышение эффективности работы установок низкотемпературной сепарации / Р. Е. Шестерикова, Е. А. Шестерикова // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2014. – № 5. – С. 43-47.

Научный руководитель: Скворцова Е.Н., канд. техн. наук, доцент.

#### **Увеличение выхода ШФЛУ установки переработки нефтяного газа**

*Падерин Е.В., Глазунов А.М.*

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

Широкая фракция легких углеводородов (ШФЛУ) образуется с помощью отбензинивания попутного нефтяного газа (ПНГ). Для извлечения ШФЛУ в мировой практике применяются следующие основные технологии:

- низкотемпературная сепарация (НТС);
- низкотемпературная конденсация (НТК);
- низкотемпературная ректификация (НТР)
- абсорбционное отбензинивание газов, включая низкотемпературную абсорбцию (НТА);
- адсорбционное отбензинивание газов;
- компрессионный метод (компримирование).

Выбор метода определяется выходом извлекаемых компонентов из исходного сырья (газа) и допустимыми технологическими параметрами [1].

Проанализировав вышеуказанные методы отбензинивания, наиболее производительным из них является НТК, а именно: двухступенчатая низкотемпературная конденсация с комбинированным холодильным циклом.

При использовании этого метода, газ охлаждается до температур – 75-120 °С в результате расширения в турбодетандере или дроссельном вентиле. Дополнительно применяют внешнее охлаждение с использованием каскадного холодильного пропан-этиленового цикла или цикла на многокомпонентном хладагенте. Благодаря низким температурам, происходит более четкое разделение.

Различие между методами НТК и НТР заключается в последней ступени: в методе НТК на разделение направляется только конденсат, а в методе низкотемпературной ректификации — конденсат и парожидкостная смесь. Это способствует использованию оборудования меньших размеров, которое требует меньших расходов теплоты, холода и затрат на строительство установок.

В турбодетандере и дросселе происходит автоматическое регулирование температуры в зависимости от изменения состава сырья, что поддерживает извлечение целевых компонентов на одном уровне и таким образом облегчается общее управление процессом. Использование турбодетандера позволяет достичь наибольшей степени извлечения целевых компонентов, а, следовательно, наибольший выход ШФЛУ.

К недостаткам метода НТК можно отнести:

- низкую эффективность при малых расходах и низком содержании углеводородов  $C_3$  и выше, так как детандерного холода не хватает и требуется дополнительное охлаждение;

- для осуществления процесса требуется глубокая осушка исходного газа или использование метанола для предотвращения гидратообразования.

Исходя из всего вышесказанного, отбензинивание газа методом НТК является наиболее подходящим и позволяет добиться наибольшего выхода ШФЛУ по сравнению с другими методами [2].

#### Библиографический список

1. Мобильные модульные комплексы по подготовке попутного нефтяного газа [Текст] / В. Д. Федоренко, А. И. Власов, В.О. Яковлев, А. С. Кротов // PRONEFTЬ. Профессионально о нефти – Москва. – 2017. – №4. – С. 64-69.

2. Обзор методов низкотемпературной переработки попутных нефтяных газов [Текст] / Е. А. Агабетова, Л. Б. Волокитин, С. А. Гаранов, С. Д. Глухов // Вестник Московского Государственного технического университета им. Н. Э. Баумана – Москва. – 2010. – № 51. – С. 230-235.

Научный руководитель: Глазунов А.М., канд. техн. наук, доцент.

## Получение низкозастывающих ультранизкосернистых дизельных топлив

*Симаков С.Е.*

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

В настоящее время во всех странах мира наблюдается рост потребления дизельного топлива (ДТ). Одновременно с ростом потребления ужесточаются и требования к его качеству. Эта задача является приоритетной для всех стран.

В мае 2007 года Европейский Совет одобрил введение новых стандартов Евро-5 и Евро-6 для автомобилей с дизельными двигателями. По стандартам Евро-5, количество выбросов оксидов азота ( $\text{NO}_x$ ) не должны превышать 180 мг/км, а выбросов твердых частиц – уменьшиться с 25 до 5 мг/км. Вступивший в силу в сентябре 2014 г. стандарт Евро-6 ограничивает содержание оксидов азота не более 80 мг/км [1].

Для разрешения этой проблемы необходимо тесное сотрудничество всех заинтересованных сторон – автомобилестроителей, производителей топливной аппаратуры, разработчиков двигателей и каталитических систем нейтрализации отработавших газов, нефтепереработчиков.

Первым важным показателем качества дизтоплива является содержание серы в дизельной фракции. Самым эффективным методом снижения содержания серы в дизельном топливе является гидроочистка нефтяных фракций. Гидроочистка — каталитический процесс химического превращения углеводородов под действием водорода при высоком давлении и температуре. Гидроочистка применяется для снижения содержания гетероатомных соединений в товарных нефтепродуктах (главным образом серы и азота), одновременно при этом происходят побочные процессы, как насыщение непредельных углеводородов, снижение содержания смол, кислородсодержащих соединений, а также гидрокрекинг молекул углеводородов. Гидроочистка – это самый распространённый процесс нефтепереработки. Данный процесс приобретает всё большее значение из-за привлечения в переработку высокосернистых нефтей (более 1,81 % масс. серы)

Другим важным показателем для дизельного топлива является температура застывания. Наиболее распространенные способы производства низкозастывающего дизельного топлива – сокращение температурных интервалов кипения, разбавление ДТ керосиновой фракцией и применение депрессорно-диспергирующих присадок – не являются технологически и экономически обоснованными по ряду объективных причин, а для процессов непосредственного выделения парафинов нормального строения характерно сильное снижение (до 30%) выхода товарного дизельного топлива и использование токсичных растворителей.

Наиболее перспективные с целью получения зимнего и арктического ДТ процессы – химическая конверсия парафинов нормального строения в

дизельном топливе в присутствии катализаторов – каталитическая депарафинизация (гидродепарафинизация) и изодепарафинизация [2].

Оба процесса проводятся на бифункциональных катализаторах, содержащих цеолиты (либо цеолитоподобные структуры) в качестве кислотной составляющей, а также металлы для придания функции гидрирования-дегидрирования. Различными сочетаниями компонентов можно обеспечить либо селективный гидрокрекинг, либо изомеризацию длинноцепочечных n-парафинов в случае гидродепарафинизации и изодепарафинизации соответственно.

Изодепарафинизация при минимальной степени крекинга – сложное направление синтеза, которое требует использования благородных металлов как активных компонентов, в отличие от процесса гидродепарафинизации, в катализаторах которого используются те же металлы, которые являются компонентами катализаторов гидроочистки.

Зафиксированная высокая стабильность катализатора на основе системы железо-цеолит в присутствии основных ядов, а также значительная величина депрессии низкотемпературных свойств дизельного топлива доказывают эффективность его применения в процессе гидродепарафинизации. При использовании катализатора в производстве зимнего и арктического ДТ путём каталитической гидродепарафинизации позволяет при несущественном снижении цетанового числа и минимизации затрат на производство, получить показатели эффективности, не уступающие процессу изодепарафинизации [3].

#### Библиографический список

1. Халикова, Д. А. Сравнение ключевых показателей дизельных топлив зарубежного и отечественного производств / Д. А. Халикова, Т. С. Меньшикова // Вестник КНИТУ – Казань: Изд-во КНИТУ, 2012. – Т.15, № 9. – С. 226-227.

2. Груданова, А. И. Перспективные процессы производства дизельных топлив для холодного и арктического климата с улучшенными экологическими и эксплуатационными характеристиками / А. И. Груданова, В. А. Хавкин, Л. А. Гуляева // Мир нефтепродуктов. – 2013. – № 12. – С. 3-7.

3. Восмерилов, А. В. Влияние способа введения и концентрации железа на кислотные и каталитические свойства цеолита / А. В. Восмерилов, Л. Л. Коробица, Н. В. Арбузова // Кинетика и катализ. – 2002. – Т. 43, № 2. – С. 299-304.

Научный руководитель: Савченков А.Л., канд. техн. наук, доцент.

## **Анализ применения многокомпонентных присадок в растворах гликоля на газовых промыслах Уренгойского месторождения**

*Спирин А.С.*

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

Промысловая подготовка сеноманских газов к транспорту на УНГКМ осуществляется по технологии абсорбционной осушки гликолями. На эффективную эксплуатацию систем осушки газа и регенерации абсорбента отрицательно влияют повышенное вспенивание и деструкция растворов гликолей, коррозия внутренних элементов технологического оборудования и трубопроводов. Для снижения и предотвращения негативного воздействия растворов гликолей наиболее эффективной мерой было признано применение присадок различных производителей.

НПП «Оксит» г. Москва было предложено использовать осушитель природного газа марки «К» по ТУ 2422-003-45913229-2005, представляющий собой раствор диэтиленгликоля с активными, антикоррозионными и антиокислительными добавками. Тюменским нефтегазовым университетом была предложена присадка марки «КМ», используемая ранее в моторных топливах. Абсорбент с присадкой «К» был применен на УКПГ-1–5,7, а – с присадкой «КМ» на УКПГ-6. Испытания модифицированных осушителей проводились с 2002 года. Абсорбент с присадкой «К» применяется на УНГКМ и в настоящее время.

Воздействие обеих присадок на технологию подготовки газа и регенерацию абсорбента было определено на основании специальных исследований на УКПГ-7 (марка «К») и УКПГ-6 (марка «КМ»).

Введение обеих присадок практически не повлияло на осушающую способность абсорбента. Абсорберы обеспечивали эффективную осушку при рабочих технологических параметрах, точка росы осушенного газа соответствовала требованиям для летнего и зимнего периода эксплуатации.

Обе присадки позволяют изменить водородный показатель абсорбента со слабокислой среды до нейтральной и щелочной среды. Водородный показатель растворов после введения присадки в дальнейшем остается практически постоянным.

Исследования коррозии оборудования под воздействием абсорбента с присадками «К» и «КМ» позволяют сделать вывод о снижении коррозионной активности модифицированного осушителя по сравнению с регламентными растворами и значительном уменьшении скорости коррозии.

Анализ результатов испытаний присадок «КМ» и «К» позволяет сделать вывод о более эффективном применении в условиях УНГКМ осушителя с присадкой марки «К», предложенного НПП «Оксит».

Широкое применение на других месторождениях нашей страны многокомпонентных присадок используемых на УНГКМ является перспективным решением проблемы снижения коррозии эксплуатируемого оборудования на установках гликолевой осушки.



## Библиографический список

1. Современное состояние и пути совершенствования оборудования и технологий промышленной подготовки углеводородного сырья на месторождениях ОАО «Газпром»: материалы заседания секции «Добыча и промышленная подготовка газа и газового конденсата» Научнотехнического совета ОАО «Газпром» (г. Тюмень, 2008 г.). – Москва: ООО «ИРЦ Газпром», 2008. – 27 с.

Научный руководитель: Семухин С.П., канд. техн. наук, доцент.

### **Исследование величины кавитационного запаса и способы предупреждения кавитации**

*Стебеков Д.С., Мозырев А.Г.*

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

Автор статьи [1] предлагает определение: кавитация – это нарушение сплошности потока, вызванное появлением и всхлapyиванием в ней пузырьков или полостей, заполненных паром или газом, это явление может привести к повреждениям агрегата и гидравлической системы в целом.

Коэффициент кавитационного запаса зависит от атмосферного давления, давление на входе и выходе насоса, потери напора, температура перекачиваемой жидкости [2].

#### **Актуальность темы**

Насосы в нефтегазовой отрасли занимают большую часть, (примерно 40%). Одним из важнейших явлений, которое напрямую влияет на работу и отражает надежность и долговечность насосных агрегатов является кавитация и кавитационная эрозия. Кавитация вызывает целый ряд негативных последствий, таких как: ухудшение характеристик насосных агрегатов, увеличение шума и вибраций, вследствие чего разрушается поверхность лопастей рабочего колеса. В результате увеличивается продолжительность ремонтов, их трудоемкость и стоимость [2].

Повышение всасывающей способности насосов является одной из приоритетных задач. Высокий кавитационный коэффициент обеспечивает большую частоту вращения и соответственно делает возможным уменьшение габаритов насосного агрегата. Учитывая вышесказанное, становится очевидным актуальность данной темы [2].

#### **Исследование кавитационного запаса шестеренного насоса**

Под кавитационным запасом шестеренных насосов  $\Delta p_{\text{кав.з}}$  понимают:

$$\Delta p_{\text{кав.з}} = p_{\text{ат.}} - \Delta p_{\text{в.с}} + \frac{v^2}{2g} - \Delta p_{\text{н}} - p_{\text{н.п}}, \quad (1)$$

где  $p_{\text{ат}}$  – давление в приёмной емкости, МПа;

$\Delta p_{в.с}$  – перепад давления до входа в насос, МПа;

$$\Delta p_{в.с} = p_{ат.} - p_{в.с}$$

$p_{в.с}$  – давление на входе в насос, МПа;

$\frac{v^2}{2g}$  – скоростной напор жидкостного потока в период всасывания, м;

$\Delta p_H$  – потеря напора от входа в насос до рабочей камеры насоса, МПа;

$p_{н.п}$  – давление насыщенных паров перекачиваемой жидкости, МПа.

Теоретически кавитация возникает при,  $\Delta p_{кав.з} = 0$ , однако она может начаться и раньше ввиду наличия пузырьков в жидкости, поэтому вводится понятие коэффициента кавитационного запаса:

$$K = \frac{\Delta p_{кав.з} + \Delta p_H}{\Delta p_H}. \quad (2)$$

Для нормальной эксплуатации насоса  $K \geq 1,2 \dots 1,3$ .

В уравнении (1) давлением насыщенных паров можно пренебречь, т.к для минеральных масел при нормальных условиях  $p_{н.п} < 1 \dots 2$  мм рт. ст., а при наступлении кавитации скоростной напор  $\frac{v^2}{2g} \approx 0$

Тогда коэффициент кавитационного запаса определяется по формуле:

$$K = \frac{\Delta p_{кав.з} + \Delta p_H}{\Delta p_H} = \frac{\Delta p_{в.с}}{\Delta p_H} = \frac{p_{ат.} - \Delta p_{в.с}}{\Delta p_H} \quad (3)$$

Из этого уравнения следует, что ( $K$ ) зависит от атмосферного давления, давления на входе насоса, потерь напора. Найденные значения  $\Delta p_H$  в зависимости от давления нагнетания  $\Delta p_{н.н}$  приведены в таблице.

Из таблицы видно, что в зависимости от давления нагнетания, при работе без газовых включений, коэффициент ( $K$ ) будет меняться – с увеличением давления нагнетания значение ( $K$ ) уменьшается и наоборот.

Таблица 1

Потери напора  $\Delta p_H$  в зависимости от давления нагнетания  $\Delta p_{н.н}$

$\Delta p_{н.н}$ , МПа	$K$ (без воздуха, при $\Delta p_{в.с} = 123 \dots 133$ )	$\Delta p_{в.с кр.}$ , мм рт. ст.	$\Delta p_H$ , мм рт. ст.	$K (Q_B = 0.03$ Дм <sup>3</sup> /с, $\varphi = 0,12)$
1,0	1,307	412	343	1,587
2,0	1,270	400	355	1,535
3,0	1,244	388	367	1,342
4,0	1,155	340	415	1,357

Таким образом при работе шестеренного насоса на газожидкостных смесях кавитационный запас увеличивается по сравнению с кавитационным запасом при работе на жидкостях, а подача насоса при этом уменьшается [2].

## Система для предупреждения возникновения кавитации в насосах на примере центробежного насоса

В корпусе насоса по трём ортогональным осям установлены три акселерометра. Эксперименты проводятся при различных характеристиках. В качестве факторов зарождающейся кавитации рассматриваются частоты. Количество энергии сигнала, захваченного акселерометром, демонстрирует эффективность обнаружения зарождающейся кавитации. Таким образом, два простых контроллера: первый регулирует скорость насоса, второй позволяет снизить частоту вращения насоса показывающую зарождающуюся кавитацию. [1].

### Материалы

Эксперименты проводятся на испытательной установке (см. рис.1), разработанной для измерения и сбора данных наиболее значимых параметров указывающие на кавитацию.

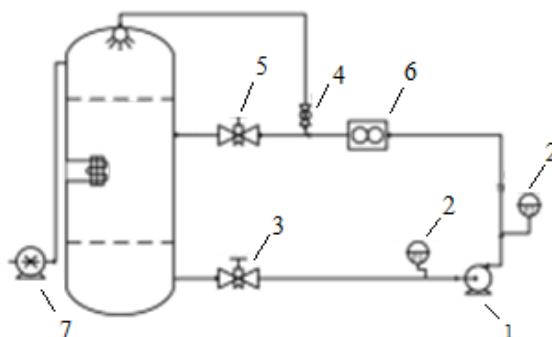


Рисунок 1. Испытательный стенд [1].

- 1 – Центробежный насос; 2 – датчик давления; 3 – клапан 1; 4 – клапан 3;  
5 – клапан 2 регулирования расхода жидкости; 6 – расходомер;  
7 – вакуумный насос

### Вывод

Исследование кавитации в насосах и разработка методов её предупреждения является актуальной темой в современном насосостроении. Грамотный расчёт кавитационного запаса и определение методов ее предупреждение позволит избежать множество проблем, связанных с явлением кавитации.

### Библиографический список

1. A control system for preventing cavitation of centrifugal pumps / С. Valentino, В. Fabio, F. Gianfranco [et al.] // Arch. Energy Procedia. – 2018. – P. 242-249.
2. Гаджиева И. Ю. Исследование величины кавитационного запаса шестерённого насоса при перекачке газожидкостных смесей / И. Ю. Гаджиева // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса – 2015. – № 3. - С. 51-52.

Научный руководитель: Мозырев А. Г., канд. техн. наук, доцент.

## **Анализ нарушения эксплуатации оборудования нефтегазопереработки**

*Хамидулина Д.С., Мозырев А.Г.*

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

В настоящее время актуальными являются вопросы обеспечения промышленной и пожарной безопасности на объектах добычи, переработки и транспортировки нефти и нефтепродуктов. Подтверждение тому – статистика аварийности на крупных промышленных комплексах. Внедрение передовых технологических решений в процессы добычи, хранения и переработки нефти и нефтепродуктов, предполагающих использование сложных и дорогостоящих разработок, вызывает необходимость комплексного подхода к анализу последствий возможных аварийных ситуаций с целью минимизации материального ущерба и человеческих жертв.

Необходимость внедрения передовых технологических решений в нефтегазовой области должна быть сопряжена с совершенствованием применяемых методик анализа аварий на опасных производственных объектах и реализации их на законодательном уровне. Авторами [1] указывается наличие сформированных научно-методических основ теории анализа аварийных рисков, разработки методологии оценки частот, характеризующих реализацию различных вариантов сценария возникновения и развития аварийных ситуаций, построение моделей, описывающих образование полей для различных поражающих факторов. При этом выделяют, что обоснованное ранжирование наиболее значимых и актуальных проблем обеспечения промышленной безопасности для крупных промышленных комплексов позволит более эффективно распределять имеющиеся финансовые и научные средства и ресурсы. В работе выделена тенденция к построению комплексных интегрированных систем для анализа опасностей и оценки рисков на примере различных программных продуктов. И как недостаток указано, что большинство из представленных моделей и систем анализа риска пригодны для моделирования только отдельных сценариев развития аварий и определенных типов поражающих факторов и не оценивают опасность производственного объекта в целом.

Современные условия функционирования промышленных объектов характеризуются, с одной стороны, сформированностью общемировых подходов в необходимости оценки риска возникновения аварий на наиболее опасных объектах химической, нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности, а с другой стороны – разрозненностью и разобоченностью прикладных методик количественной оценки риска аварий и их последствий.

Для анализа последствий аварий на опасных производственных объектах нефтяной отрасли исследователями [2] используются различные программные продукты. Они позволяют моделирование взрывов облаков топливно-воздушной смеси реальных аварий и эксперимента, в том числе

определение зоны повреждения зданий и сооружений в результате взрывов. В основу моделирования заключаются различные методики, в частности методика, учитывающая тип взрывного превращения (детонация, дефлаграция) при воспламенении топливно-воздушной смеси, включающая параметры ударной волны и зон разрушения. В качестве вводных параметров закладываются данные аварийных ситуаций на реальных производственных объектах, учитывается расположение объектов на производственной площадке. По результатам авторами [2] производится оценка последствий, в частности сравнение радиусов зон повреждений при взрыве топливно-воздушной смеси, где из диаграммы видно, что результаты расчет радиусов зон повреждения зданий и сооружений при взрыве облака смеси превышают фактические данные аварии в 1,12 раз (программа TOXI+Risk) и в 1,6 раз (программа ПВ-Безопасность). В выводах [2] приведено, что результаты, полученные моделированием и последствия реальных аварий в достаточной мере не коррелируют, что позволяет судить о необходимости совмещения методик расчетов последствий аварий.

В работе авторов [3] приведено обобщение материалов о причинах возникновения аварий на предприятиях нефтегазопереработки, которые представлены следующим распределением: ошибки персонала–30%; нарушение технологического процесса–25%; отказы средств регулирования и защиты–20%; пропуск через фланцевые соединения–10%; коррозия–5%; механические повреждения–5%; сбои в подаче электроэнергии–5%.

Кроме того, на примере установки гидроочистки дизельных топлив и керосиновых фракций, для которой характерны такие процессы как: применение токсичных, пожароопасных, взрывоопасных нефтепродуктов, водородсодержащего газа, легковоспламеняющихся жидкостей и взрывоопасных газов; осуществление реакция обессеривания и гидроочистки при высоком давлении– до 60 кгс/см<sup>2</sup> (5МПа) и температуре– до 425°С; применение в качестве реагентов растворов моноэтаноламина и соды, выделены основные рисковые зоны:

- реакторный блок гидроочистки
- водородная компрессорная
- насосная реакторного блока гидроочистки
- места отбора проб
- подземные, полуподземные, надземные лотки, колодцы и другие заглубленные места.

Предложены типовые возможные аварийные ситуации и инциденты:

1. Прекращение подачи сырья из товарного парка на установку вследствие образования ледяной пробки в трубопроводе.

2. Остановка компрессора, происходящая из-за неисправности компрессора, сверхнормативного износа штока, попадания жидкости в сепаратор, коксования катализатора, увеличение перепада давления в системе.

Также может произойти взрыв выброса поршневого компрессора через разрушенный сальник или разрушенный трубопровод и арматуру.

3. Пропуск торцевого уплотнения насоса происходит вследствие не-исправного торцевого уплотнения, нарушения правил эксплуатации насоса.

4. Загазованность в помещении водородной компрессорной из-за появления взрывоопасной концентрации в здании, утечки водорода в циркуляционной компрессорной.

5. Прогар печи происходит вследствие коксования труб змеевика печи, местного перегрева и локального утончения стенки трубки печи из-за интенсивного окалинообразования, коррозионно-эрозионного износа.

6. Разлив и возгорание нефтепродукта из-за сероводородного разрушения трубопровода.

7. Разгерметизация технологического оборудования и трубопроводов вследствие пропуска сварных швов.

Таким образом, необходимо следить за безопасной эксплуатацией оборудования, проводить своевременные проверки и мероприятия по снижению рисков аварий, несчастных случаев и травматизма.

#### Библиографический список

1. Бирюк, В. А. Методы оценки рисков в системе управления промышленной безопасностью предприятий нефтехимической промышленности / В. А. Бирюк, Ю. А. Булавка, Р. Н. Иманов // Вестник университета гражданской защиты МЧС Беларуси. – 2018. – № 4. – С. 437-445.

2. Анализ методов расчета последствий взрыва на опасных производственных объектах / Д. Ф. Нуретдинова, Е. А. Гостенова, К. Н. Абдрахманова, Н. В. Шутов // Нефтегазовое дело. – 2018. – № 2. – С. 159-187.

3. Анализ типичных причин аварий ситуаций в процессе эксплуатации установки гидроочистки дизельных и керосиновых фракций / К. Г. Столяренко, Т. М. Еникеева, З. А. Закирова [и др.] // Нефтепереработка и нефтехимия. – 2018. – № 1. – С. 40-43.

Научный руководитель: Мозырев А.Г., канд. техн. наук, доцент.

#### **Ресурсосбережение на установке подготовки нефти**

*Харитонова Д.В. Мозырев А.Г.*

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

В настоящее время происходит выработка старых месторождений нефти, в результате чего, добываемая нефть идет с большим количеством пластовой воды, что приводит к ухудшению эксплуатации оборудования нефтяной отрасли.

Высокая обводненность нефти приводит к одной из самых глобальных проблем нефтегазовой промышленности – коррозии. Коррозионные свойства добываемой водонефтяной эмульсии определяются физико-

химическими свойствами её составляющих: нефти, газа и воды. Также характер и степень коррозионного воздействия зависит от условий залегания нефти в пласте, от способа разработки месторождения и периода его разработки.

Наиболее подверженными коррозионному разрушению являются оборудование и системы, где в рабочей среде присутствует вода в любом ее агрегатном состоянии.

Коррозия представляет собой вероятностное явление, которое требует междисциплинарных концепций, которые включают в себя такие пункты как науки о поверхности, металлургию, материаловедении, электрохимии, термодинамики, гидродинамике и химии.

Для предотвращения коррозии могут применяться различные степени защиты, которые классифицируются следующим образом:

- Правильный выбор конструкционного материала с учетом его коррозионной стойкости
- Технологические приемы, направленные на снижение скорости коррозии
- Обработка и подготовка коррозионной среды
- Применение ингибиторов коррозии
- Использование антикоррозионных покрытий
- Комбинирование различных методов защиты от коррозии

В связи с этим в настоящее время в нефтегазовой промышленности используются два подхода к УНЦО.

Первый метод заключается в проведении ремонта и замены оборудования в минимальном объеме по факту отказа. При этом диагностика проводится в соответствии с требованием законодательства. Совокупный экономический результат этого подхода далек от оптимального по числу предотвращения от отказов. Этот подход более характерен для выработанных активов на поздней стадии разработки месторождений.

Второй метод характеризуется ремонтом и заменой оборудования в соответствии с нормативными сроками и рекомендациями изготовителя. Диагностика также выполняется в соответствии с законодательством. Но совокупный экономический результат также не оптимален, при этом сумма прямых затрат на УНЦО больше ущерба, поэтому приходится оценивать сумму предотвращенного ущерба, что сделать довольно сложно.

Поэтому мы можем применить такой подход, который основан на оценке рисков отказов и нарушения целостности оборудования, называемый риск-ориентированным. При риск-ориентированном подходе затраты направляются в первую очередь на предотвращение отказов с наиболее негативными последствиями. Например такими как: ущерб людям, окружающей среде, репутации компании, значительные производственные потери. Такой подход особо подходит компаниям с разными активами, т.е. новыми, старыми, развивающимися.

Для того, чтобы использовать риск-ориентированный подход необходимо решение двух задач:

1. Выполнение качественной оценки рисков, нарушения целостности оборудования на планируемый период.

2. Формирование автоматизированной отчетности за определенный период.

Исходя из всего вышеприведенного, делаем выводы, что влияние коррозии в нефтегазовой промышленности велико, для снижения экономических затрат на ремонт и замену оборудования можно использовать риск-ориентированный подход для предотвращения отказов с негативными последствиями.

#### Библиографический список

1. Амиров, В. Р. Управление надежностью и целостностью оборудования – важный инструмент повышения эффективности бизнеса / В. Р. Амиров // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. – 2018. – № 1. – С. 79-82.

2. Исмаилов, О. Д. Анализ причин развития осложнений на нефтегазопромысловых объектах / О. Д. Исмаилов, Э. А. Шабанова, Ф. Г. Вилиев // Нефтепереработка и нефтехимия. – 2018. – № 7. – С. 46-50.

Научный руководитель: Мозырев А.Г. Кандидат техн. наук, доцент.

#### **Цифровые решения и эффективность производства**

*Хорьков А.А., Сафин Н.С.*

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень.*

С приходом 21 века, всё большее внимание обращается на цифровизацию производственных процессов. «Индустрия 4.0» уже давно является главным направлением развития промышленности Германии, принятым на законодательном уровне. Цифровизацией активно интересуются и предприятия нефтехимической отрасли. Например, ПАО «СИБУР Холдинг» не только использует механизмы цифровизации, но и создает их сам. С помощью цифровых технологий возможно повышать результаты в области нефтехимического производства, осуществлять необходимые качественные изменения быстрее, безопаснее, с возможностью масштабирования и получать более стабильный результат.

Так, факторами эффективной работы нефтехимического предприятия являются:

- оперативность и качество предоставления данных о техническом состоянии оборудования;
- безостановочная работа ключевых установок;
- работа с иностранными специалистами;



После сбора и изучения информации по вопросу цифровизации производственных процессов были выделены следующие направления развития нефтехимических предприятия: мобильный ТОиР, удалённый эксперт и промышленный интернет вещей.

Мобильный ТОиР - это программное обеспечение, предназначенное для ускорения технического обслуживания, ремонта приборов и оборудования с помощью мобильных устройств и дополнительного технического оснащения, такого как NFC датчики. Мобильный ТОиР сменит бумажные носители информации об обходах аппаратчиками технологических установок, ремонтах и тем самым сократит время получения информации нужной инстанцией.

Удалённый эксперт - это платформа дополненной реальности, использующая AR-очки, видео и аудио связь. Она обеспечит подключение территориально удалённого эксперта к процессу технического обслуживания и ремонта установок. Возможность решения вопросов удалённо, частично исключит необходимость перемещений эксперта, а соответственно и расходы, связанные с этим.

Промышленный интернет вещей (Industrial Internet of Things) — многоуровневая система, включающая в себя датчики и контроллеры, установленные на узлах и агрегатах промышленного объекта, средства передачи собираемых данных и их визуализации, мощные аналитические инструменты обработки получаемой информации. Эта система позволяет в режиме реального времени получать информацию о состоянии установок и создавать аналитические модели для улучшения работы оборудования.

Для поиска лучшего варианта решения поставленных задач можно выделить такие критерии отбора, как увеличение межремонтного интервала, экономическая выгода для предприятия, сокращение затрат на ремонт оборудования, получение данных с меньшей погрешностью.

С нашей точки зрения, проблемы, стоящие перед нефтехимическими предприятиями невозможно решить лишь одной из рассмотренных мер. Решение может быть найдено только внедрением комплекса мероприятий. Однако, с экономической точки зрения, самым эффективным направлением будет применение интернета вещей. Рассмотрим выгоду от применения данного метода на примере. Допустим, на установке пиролиза в 4 смены работает 200 аппаратчиков с заработной платой 1 млн руб. в год. Каждые 2 часа необходим 15-минутный обход оборудования. В месяц на это уходит примерно 5000 часов рабочего времени. С внедрением промышленного интернета вещей время обхода уменьшится до 0. С учётом того, что каждый аппаратчик работает 160 часов в месяц, мы можем сократить штат на 32 человека. Таким образом экономия предприятия составит 32 млн руб. в год.

Стоимость внедрения промышленного интернета вещей составляет примерно 15 млн руб., следовательно, окупаемость проекта – около полу-

года. Сокращённых при этом людей можно направить на другие свободные штатные единицы данного предприятия.

Таким образом, на основании анализа имеющихся данных можно сделать следующие выводы: промышленный интернет вещей и предиктивная аналитика позволят выявлять дефекты на ранней стадии, а мобильный ТОиР сократит время ремонта и увеличит время работы персонала и его мотивацию за счет реальной статистики по трудозатратам.

Предложенное нами решение не только позволит выполнить поставленные перед производством задачи, но и откроет перед ним новые перспективы для развития.

#### Библиографический список

1. Кравченко К. Цифровизация дает возможность радикально трансформировать бизнес / К. Кравченко // Сибирская нефть. – 2017. – № 139 – С. 12-16.

2. Абукова Л. А. Цифровая модернизация нефтегазового комплекса России / Л. А. Абукова, А. Н. Дмитриевский, Н. А. Еремин // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 10. – С. 2-6.

Научный руководитель: Дерюгина О.П., канд. техн. наук, доцент.

## СЕКЦИЯ «Нефтегазовое дело»

### Существующие способы обеспечения стабильной работы газовых скважин с большим водным фактором

*Алейников А.В., Белослудцев И.А.*

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

Проблема удаления жидкости с забоев скважин становится все более актуальной, так как постоянно увеличивается число месторождений, вступивших в завершающую стадию разработки. Накопление скважинной жидкости серьезно осложняет технологический процесс добычи газа, резко сокращает производительность скважин вплоть до их остановки (самозадавливания). В силу этих причин в последнее время особенно активно обсуждаются проблемы и перспективы извлечения из пласта и комплексного использования низконапорного газа.

Предотвратить поступление жидкости в скважину можно поддержанием условий отбора газа на забое скважины, при которых не происходит конденсации воды и жидких углеводородов в призабойной зоне пласта, недопущением прорыва конуса подошвенной воды или языка краевой воды в скважину. Кроме того, можно предотвратить поступление воды в скважину изоляцией посторонних и пластовых вод. [1]

В мировой практике используются различные способы для решения проблем обводняющихся газовых скважин, каждый из которых имеет свои преимущества и недостатки.

#### **Периодическая продувка скважин в атмосферу**

Преимущества: является самым простым методом выноса жидкости; не требует специальной техники и материалов; не требует затрат на проведение операции.

Недостатки: резкое повышение депрессии на пласт, что приводит к его преждевременному истощению и разрушению, а также к образованию песчаных пробок; безвозвратные потери газа; негативное воздействие на окружающую среду; непродолжительность эффекта. [2]

#### **Замена НКТ на трубы меньшего диаметра**

Преимущества: значительно сокращается количество продувок ствола скважин с выпуском газа в атмосферу; в случае успешности ГТМ скважина не нуждается в обслуживании длительное время. [**Ошибка! Заложка не определена.**]

Недостатки: низкая эффективность; неизбежно значительное снижение дебита (30-70% в среднем при замене НКТ диаметром 168 мм на НКТ диаметрами 89-114 мм); в трубы малого диаметра невозможно спускать забойные манометры, пластоиспытатели и гибкие колонны НКТ; в условиях сниженных пластовых давлений вызывает кольматацию пласта или значительное поглощение жидкости глушения; может потребоваться многократная замена НКТ; высокая стоимость. [3]

### **Концентрические лифтовые колонны**

Преимущества: возможность комбинирования с другими способами удаления воды из скважины; возможность применения данной технологии без глушения скважины; значительное сокращение количества продувок ствола скважин с выпуском газа в атмосферу.

Недостатки: большой объем работ по обслуживанию управляющих комплексов персоналом служб добычи газовых промыслов по сравнению с другими скважинами; частая замена фильтров для улавливания механических примесей в потоке газа. **[Ошибка! Закладка не определена.]**

### **Поверхностно-активные вещества**

Преимущества: уменьшение плотности жидкости, что способствует снижению критической скорости, необходимой для ее выноса; простой и недорогой метод для малодебитных скважин; не требуется специального скважинного оборудования; возможность применения при скорости газового потока 0,5-5 м/с; использование свободной для спуска глубинных приборов лифтовой колонны; возможность применения технологии без глушения скважины.

Недостатки: может вызвать проблемы, связанные с выносом пены или эмульгированием жидкости; при содержании конденсата более 50% и высокой минерализации пенообразование затрудняется; при больших дебитах жидкости затраты на реагенты экономически не выгодны; необходимость подбора состава ПАВ для каждого объекта разработки; отсутствие эффекта наблюдается при наличии на забое скважины песчано-глинистой пробки, частично перекрывающей интервал перфорации. [4]

### **Плунжерный лифт**

Преимущества: возможность использования в лифтовых колоннах большого диаметра; возможность использования в глубоких скважинах; сокращение количества продувок с выпуском газа в атмосферу; установка оборудования проводится без глушения скважины и длится не более 30 мин.; относительно низкая стоимость оборудования. **[Ошибка! Закладка не определена.]**

Недостатки: долгий выход на оптимальный режим; плунжер подвергается механическому износу; так как процесс цикличен, то создаются проблемы для наземного оборудования и систем КИП; высокая чувствительность к изменениям режима работы. **[Ошибка! Закладка не определена.]**

### **Газлифт**

Преимущества: исключение продувок скважин; применим при любом значении газожидкостного фактора; невосприимчив к эрозионному воздействию твердых частиц; может осуществляться с использованием энергии другой газовой залежи с более высоким давлением; возможность применения в искривленных и наклонных скважинах; рабочие параметры легко изменяются с поверхности без подъема НКТ.

Недостатки: необходимость источника высоконапорного газа; необходимость дорогостоящего оборудования: трубной обвязки, компрессоров, устьевых подогревателей газа, регулирующих клапанов, сепараторов; сильная зависимость объёмов закачки газа от давления в шлейфе. **[Ошибка! Закладка не определена.]**

#### **Механизированная добыча с помощью ЭЦН**

Преимущества: возможность применения при высокой обводненности; позволяет закачивать жидкость обратно в пласт; возможность постоянной и периодической откачки жидкости; обеспечивает хорошую управляемость процессом удаления воды из скважины; обеспечивает максимальную отказоустойчивость скважины.

Недостатки: ЭЦН подвержен влиянию свободного газа, что снижает рабочие характеристики насоса; невозможность использования при малых диаметрах эксплуатационной колонны; насос подвержен влиянию солей, асфальтенов и песка; необходимость строительства дополнительных сооружений для сбора и утилизации пластовой воды, а также линии электропитания. **[Ошибка! Закладка не определена.,5]**

#### **Выводы**

Подводя итог данной работе, можно с уверенностью заявить, что использование современных технологий эксплуатации самозадавливающихся скважин способствует повышению эффективности добычи газа на заключительной стадии разработки газовых месторождений, но требует существенных капитальных вложений. Все перечисленные технологии не универсальны и имеют свои ограничения. Только проведение достаточно длительных испытаний и детальный анализ их результатов позволит более точно определить область применения и эффективность данных технологий с учетом технико-экономических показателей.

#### **Библиографический список**

1. Вяхирев, Р. И. Теория и опыт добычи газа / Р. И. Вяхирев, Ю. П. Коротаев, Н. И. Кабанов. – Москва: Недра, 1998. – 479 с.
2. Епрынцева, А. С. Анализ существующих технологических решений по удалению жидкости из обводняющихся скважин на Медвежьем газоконденсатном месторождении / А. С. Епрынцева // Инновационные технологии для нефтегазового комплекса. – 2010. – С. 37-45.
3. Лапердин А. М. Внедрение технологии эксплуатации скважин по концентрическим лифтовым колоннам: методика подбора скважин и оптимизация конструкции / А. М. Лапердин // Наука и ТЭК. – 2011. – № 1. – С. 41-45.
4. Ли Дж. Эксплуатация обводняющихся скважин / Дж. Ли, Г. Никенс, М. Уэллс. – Москва: Премиум Инжиниринг, 2008. – 361 с.
5. Дроздов, А. Н. Эксплуатация низконапорных газовых и газоконденсатных скважин механизированным способом / А. Н. Дроздов // Газовая

промышленность. – 2010. – № 13. – С. 63-67.

Научный руководитель: Самойлов А.С., канд. техн. наук, доцент.

### **Оптимизация гидравлики на долоте с помощью понятий гидравлической мощности и силы воздействия потока на забой**

*Аль хайти М. А.*

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

Задачей оптимизации гидравлики является достижение баланса между давлением внутри скважины, расходом раствора, очисткой ствола, давлением на насосе, ЭЦП и потерей давления на долоте при максимальном увеличении скорости проходки. [1]

На практике, оптимизация гидравлики означает поиск наилучшего сочетания расхода раствора и размера насадок для данной глубины.

Цель оптимизации гидравлики на долоте – увеличение МСП. Однако, помимо гидравлики существует множество других факторов, влияющих на скорость проходки: [2]

- Размер / тип / характеристики долота
- Тип и твердость пород и т.д.

Существует два критерия оптимизации гидравлики на долоте:

- Метод максимума гидравлической мощности на долоте / Bit Hydraulic Horsepower (ННР)
- Метод максимума ударной силы струи / Jet Impact Force (JIF)

Каждый критерий дает разное значение потери давления на долоте, разные размеры насадок и оптимальные расходы раствора.

Гидравлическая мощность на долоте рассчитывается по формуле:

$$hhp_b = \frac{Q \times P_{bit}}{1740}$$

где: Q – расход, галлон/мин;

$P_{bit}$  – потери давления на долоте, фунт/дюйм<sup>2</sup>.

Гидравлическая мощность на квадратный дюйм площади долота:

$$HSI = \frac{1,27 \times hhp_b}{D_{bit}^2}$$

– Рекомендуемый диапазон значений  $hhp_b$  (hydraulic horse power at a bit) для большинства долот равен 2,5-5,0 лошадиных сил на квадратный дюйм площади долота.

– Низкая гидравлическая мощность на долоте может привести к низкой скорости проходки и нерациональной эксплуатации долота.

Гидравлическая мощность на долоте не может превышать гидравлическую мощность всей циркуляционной системы (насоса), рассчитываемую по формуле:

$$hhp_{System} = \frac{P_{Total} \times Q}{1714}$$

где:  $P_{total}$  – полные потери давления в циркуляционной системе (давление на стояке), фунт/дюйм<sup>2</sup>;  $Q$  – расход, галлон/мин.

Сила гидроудара - Сила, оказывающая давление жидкостью, выходящей под долотом: вся кинетическая энергия жидкости, состоящая из массы и скорости, разрушается при ударе о забой ствола.

$$JIF = \frac{V_n \times Q \times \rho}{1930}$$

$$JIF = \frac{Q \sqrt{\rho \times P_{bit}}}{57.8}$$

Где: JIF – сила гидроудара / Jet Impact Force/, фунт;

$V_n$  – скорость истечения из насадок, фут/с;

$Q$  – расход, галлон/мин;  $\rho$  – плотность раствора, фунт/галлон.

Сила гидроудара на квадратный дюйм долота рассчитывается по формуле:

$$JIF (\text{фунт} / \text{дюйм}^2) = \frac{1,27 \times JIF(\text{фунт})}{D_{bit}^2 (\text{дюйм}^2)}$$

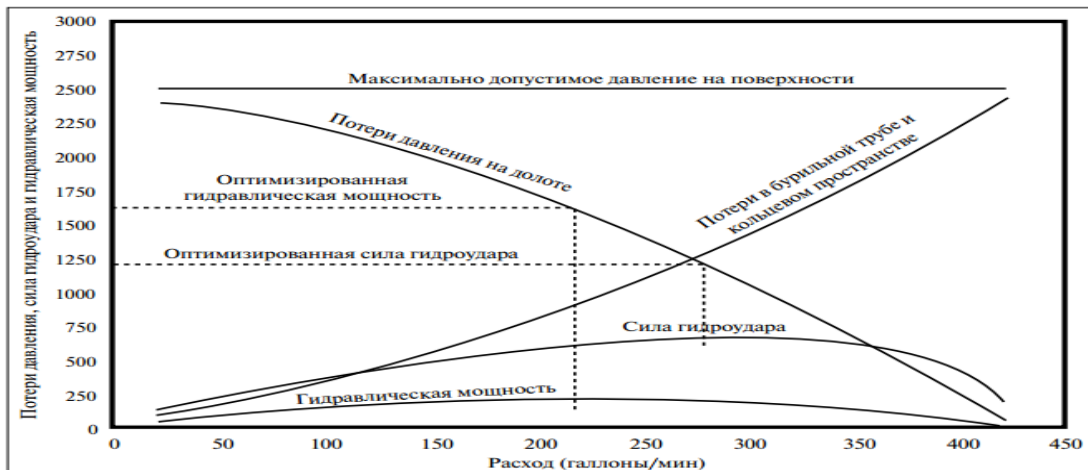


Рисунок 1. Воздействие объёмного расхода раствора на потери давления и гидравлику долота.

#### Рекомендации по гидравлике долота:

- Максимальная гидравлическая мощность
- Максимизировать гидравлическую мощность в л.с. на кв. дюйм площади долота (HSI) с скоростью струи для твердых пород или при прилипании пород на долото.
- При бурении твердых пород ограничивать скорость бурения будут скопления обломков породы и мелкой крошки под долотом. Большое значение здесь имеет размывающее породу действие струй бурового раствора – гидромониторный эффект.

- Скорость бурения может быть увеличена за счет оптимизации величины гидравлической мощности.
  - Максимальная сила ударной струи
- Максимизировать ударную силу струи в мягких породах, в которых потенциальным ограничением является налипание породы на долото, образование сальников, очистка ствола скважины от выбуренной породы.
- Распространено в верхних секциях с высокой скоростью проходки и химически активными пластами.
- Но следует помнить о потребностях наклонно-направленного бурения в мягких породах. Высокая ударная сила может снизить скорость набора кривизны (из-за размыва ствола перед долотом).

#### Библиографический список

1. Маковой Н. Гидравлика бурения / Н. Маковой; пер. с рум. – Москва: Недра, 1986. – 536 с.
2. Булатов, А. И. Технология промывки скважин / А. И. Булатов. - Москва: Недра, 1981. - 43 с.

Научный руководитель: Овчинников В.П., профессор, д.т.н.

#### **Аналитические и статистические методы оценки взаимовлияния скважин**

*Анаприенко Е.В., Жукова Е.М.*

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

На сегодняшний день одной из актуальных проблем нефтяной промышленности является проблема оценки интерференции скважин. Анализ гидродинамической связи между скважинами осуществляется методами гидропрослушивания и трассерными (индикаторными) исследованиями. Эти методы в технологическом отношении имеют ряд преимуществ: возможность проведения обоснованной процедуры долгосрочного прогнозирования; установление наличия максимальной интерференции скважин, используя реальные данные; получение наиболее полной информации о пласте и группе скважин. Однако, трассерные исследования и метод гидропрослушивания требуют больших затрат на проведение исследований и остановки скважин.

В связи с этим существуют аналитические методы (метод парной корреляции, оценка динамики работы скважин, моделирование фильтрационных потоков), позволяющие провести оценку взаимовлияния скважин без значимых экономических затрат. При этом статистические методы (обработка динамик промысловых данных) и численные методы, в основе которых лежит гидродинамическое моделирование разного уровня сложности, рассматривают как альтернативу аналитическим методам.



К наиболее простым аналитическим методам относится геометрический подход, при котором элементы заводнения служат предметом анализа. По карте расположения скважин, используя этот метод, можно рассчитать коэффициенты взаимовлияния, как долю угла между прямыми, берущими начало в точке – нагнетательной скважине, к серединам сторон элемента заводнения (в котором вершины приходятся на добывающие скважины). Также, пользуясь геометрическим подходом, можно определить коэффициенты взаимовлияния с учетом накопленной добычи жидкости, разницы давления на нагнетательной и добывающей скважинах, эффективных толщин, расстояний между взаимодействующими скважинами. Применение данного метода оправдано, т.к. оно приводит к абсолютно разным оценкам интерференции скважин.

Так же существуют разные по сложности подходы, в основе которых лежат временные ряды (динамики технологических показателей). Одним из самых простых и распространенных методов статистического анализа данных (САД) является ранговая корреляция Спирмена, необходимая для анализа гидродинамической связи между нагнетательными и добывающими скважинами. Используя замеры дебитов по двум скважинам, проводится ранжирование значений в каждом ряду в порядке возрастания или убывания. Затем в каждой последовательности дебитов рассчитывается разность между рангами, которую возводят в квадрат и суммируют. Вычисление коэффициента ранговой корреляции проводится по формуле:

$$R = 1 - \frac{6 \sum_{i=1}^n d^2}{n(n^2-1) - \frac{1}{2} \sum_{j=1}^m T_j},$$

где  $T_j = l_j^3 - l_j$ ,  $l_j$  – число повторений одного из значений замеров дебитов.

В общем случае коэффициент Спирмена (R) может принимать значения в интервале от -1, что свидетельствует об обратной зависимости, до 1 (прямая зависимость). Параметры независимы, когда коэффициент принимает нулевое значение.

Наряду с коэффициентом ранговой корреляции Спирмена были проведены расчеты коэффициентов корреляции Кендала (r) и коэффициента конкордации (W).

Как правило значения коэффициентов Спирмена оказываются несколько занижены, в то время как значения коэффициентов Кендала бывают завышены. Именно поэтому необходимо исходить из сравнения этих коэффициентов для получения максимально достоверных результатов исследования.

По данным выполненной работы был проведен анализ взаимодействия соседних скважин в областях возможного расположения застойных зон и определены направления, по которым взаимодействие отсутствует. Для определения показателей тесноты корреляционной зависимости были рассчитаны коэффициенты ранговой корреляции Спирмена и Кендала.

Рассмотрено текущее состояние разработки залежей и каждой ячейки. Проанализирована степень влияния нагнетательных скважин на добывающие в соответствующих ячейках, на основании установленной степени влияния скорректирована степень участия в ячейках каждой скважины.

#### Библиографический список

1. Васильев, В. В. Использование результатов оценки взаимовлияния добывающих и нагнетательных скважин для оптимизации заводнения / В. В. Васильев // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 6. – С. 30-32.

2. Мищенко, И. Т. Скважинная добыча нефти: Учебное пособие для вузов. – Москва: М71 ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2003. – 816 с

Научный руководитель: Мамчистова Е.И., к.т.н., доцент.

### **Преимущества и недостатки технологии внутрипластового горения**

*Балин И.В.*

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

Вытеснения нефти фронтом внутрипластового горения (ВГ) – важный метод повышения нефтеотдачи, который интенсивно изучался в течение последних 30 лет. Этот метод считался особенно приемлемым для внутрипластовой разработки пластов, содержащих нефти средней плотности и тяжелые. Несмотря на то, что в различных источниках уже описано много успешных проектов, потребуются еще значительные исследования, прежде чем метод вытеснения нефти фронтом горения может широко применяться для разработки пластов тяжелой нефти в промышленных масштабах.

Вытеснение нефти водой и фронтом горения – это метод добычи, в котором вода закачивается одновременно с воздухом (или кислородом). Заводнение с горением может повысить эффективность метода вытеснения фронтом внутрипластового горения за счет уменьшения расхода закачиваемого воздуха, использованием тепла, остающегося позади фронта горения, и улучшения отбора нефти благодаря образованию более мощной зоны пара.

Эффективность вытеснения – это один из параметров вытеснения нефти внутрипластовым горением, который не исследовался достаточно широко и менее всего изучен. Большинство лабораторных исследований проводились с целью изучения процесса горения на трубах, которые, конечно же, не могут дать информации ни по вертикальному, ни по площадному вытеснению. Некоторые исследователи оценивали эффективность вытеснения в промысловых условиях, но эти данные весьма ограниченные. Информация об эффективности вытеснения, однако, очень важна для

сравнения динамики изменения процесса и для прогнозирования поведения пласта.

Использование кислорода для вытеснения нефти и применение воды и фронта горения - это два варианта метода, которые могут улучшить как техническую, так и экономическую эффективность технологии внутривластового горения. Оба варианта имеют возможности снижения первоначальных затрат на закачку кислорода и повышение темпа отбора.

Вытеснение с закачкой кислорода предполагает закачку чистого кислорода или обогащенного кислородом воздуха вместо сжатого воздуха. Закачка кислорода могла бы быть дешевле закачки воздуха при высоких давлениях и скоростях потока. Было много рассуждений по поводу того, что эффективность вытеснения можно было бы улучшить за счет закачки кислорода. В литературе описаны многие возможные технические и экономические преимущества и возможные опасные последствия вытеснения нефти фронтом горения с использованием кислорода.

Правильно рассчитанный и выполненный эксперимент по вытеснению нефти горением в трубе может дать много полезной информации о характеристиках горения испытываемых систем порода/нефть. Некоторые из этих данных могут также быть использованы для соответствующих технологических и экономических расчетов осуществления испытания внутривластового горения в масштабе месторождения. Данные, которые могут быть получены из опытов по внутривластовому горению, включают в себя:

- Эквивалентное атомное отношение Н/С сгоревшего топлива;
- Отношение кислород/топливо (OFR);
- Отношение кислород/песок (OSR);
- Кажущееся потребление кислорода;
- Эффект отношения закачиваемой воды к закачиваемому воздуху (WAR) на параметры процесса;
- Характеристики извлекаемых флюидов;
- Пиковые температуры горения.

Подобно любой передовой технологии, добыча нефти при ВГ имеет свои преимущества и недостатки. К трудностям применения метода можно отнести следующее:

1. Коэффициент вытеснения при ВГ может быть большим, однако некоторое количество нефти сгорает в пласте.

2. Высокая температура, развивающаяся на фронте горения, часто приводит к эксплуатационным трудностям в работе добывающих скважин. При достижении фронтом горения этих скважин, за счёт воздействия тепла и коррозии, может происходить повреждение оборудования.

3. Не вполне эффективно и распределение тепла при ВГ, так как сравнительно большая нагретая зона образуется позади фронта горения, как и в методах с закачкой теплоносителя. Для полезного использования

теплоты этой зоны производят закачку воды (одновременно с воздухом или периодически – чередуют влажное и сверхвлажное горение).

4. При осуществлении процесса ВГ появляется проблема охраны окружающей среды от вредных продуктов сгорания нефти.

5. Показателем, характеризующим экономическую эффективность процесса ВГ, является соотношение между объемами закачанного воздуха и добытой нефти. При успешных проектах ВГ это соотношение не превышало 3600 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.

6. Первоочередной при реализации процесса ВГ считается проблема обеспечения безопасности работ, как на стадии инициирования, так и на стадии осуществления процесса. Основная трудность – это возможность взрыва гремучей смеси, которая способна образоваться при недостаточной активности системы порода - нефть, невысокой начальной температуре в пласте и неполном потреблении кислорода.

7. Осложняющими факторами являются также сильная неоднородность и трещиноватость пласта. При увеличении толщины пласта эффективность процесса возрастает; при толщине пласта менее 3 м применять метод горения однозначно не рекомендуется; но, и при толщине более 20 м следует ожидать снижения его показателей, в частности, за счёт гравитационной сегрегации газообразной фазы.

8. Проектирование и реализация внутрипластового горения должны предваряться большим объёмом лабораторных экспериментов.

9. Серьёзные трудности возникают при отсутствии надежного контроля за распространением фронта горения и методов управления этим процессом.

10. Как правило, масштабному применению внутрипластового горения на крупном месторождении должно предшествовать его опробование на пилотных участках.

Несмотря на возникающие проблемы, крупномасштабные опытно-промышленные работы показали потенциальную удовлетворительную технико-экономическую эффективность процесса ВГ, в том числе и в глубоко залегающих, низкопроницаемых карбонатных пластах.

Большинство исследователей сходятся на том, что этот метод дает наибольший процент нефтеотдачи на залежах тяжелых нефтей по сравнению с любыми другими известными термическими (и не только термическими) методами.

Характерной особенностью процесса закачки воздуха и последующего преобразования нефти является то, что его успешное применение не ограничивается лишь пластами с высоковязкой нефтью; он может осуществляться и в коллекторах, содержащих нефть с невысокими плотностью и вязкостью, например, в США число пилотных проектов на месторождениях лёгкой нефти было большим, нежели на месторождениях вязких нефтей.

## Библиографический список

1. Бурже, Ж. Термические методы повышения нефтеотдачи пластов : [Пер. с фр.] / Ж. Бурже, П. Сурио, М. Комбарну; под общ. ред. В. Ю. Филановского, Э. Э. Шпильрайна. – Москва : Недра, 1988. – 421,[1] с.
2. Вольф А. А. Особенности инициирования процесса внутрислоевого горения в низкопроницаемых керогеносодержащих породах / А. А. Вольф, А. А. Петров // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 4. – С. 56-58.

Научный руководитель: Вольф А.А., к.ф.-м.н., доцент каф. РЭНГМ

### **Разработка технологии заканчивания скважины с горизонтальным окончанием**

*Богданов Ф.В.*

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

Технология реализуется следующим образом.

Осуществляют бурение добывающей скважины до кровли продуктивного пласта. Производится спуск обсадной колонны, в нижней части которой (т.е. в стенке нижней обсадной трубы) имеются защелочные замки. Обсадная колонна спускается до кровли продуктивного пласта. Далее скважина цементируется до устья и оставляется на ожидание затвердевания цемента (ОЗЦ) с образованием в заколонном пространстве цементного камня.

После ОЗЦ в скважину на бурильной колонне производится спуск долота меньшего диаметра и скважина добуривается с горизонтальным входением в продуктивный пласт.

После проведения буровых работ осуществляется подъем бурильной колонны с долотом и в скважину производится спуск хвостовика с перфорированными патрубками, расположенных между центраторами (рисунок 1).

В верхней части спускаемого хвостовика расположен ловильный патрубок, ниже которого расположена труба с защелочными соединениями. Контур защелочных соединений совпадают с пазами защелочного замка нижней обсадной колонны.

Ловильный патрубок имеет левую резьбу (не показано), что позволяет колонне, на которой спускается хвостовик и центраторами, отвернуться после установки защелочных соединений хвостовика в защелочные замки нижней обсадной колонны.

После установки хвостовика (т.е. попадания защелочных соединений хвостовика в защелочные замки обсадной колонны) осуществляется спуск внутрискважинного оборудования (к примеру, НКТ с электроцентробежным насосом) с пакером для разобщения трубного и затрубного пространств скважины.

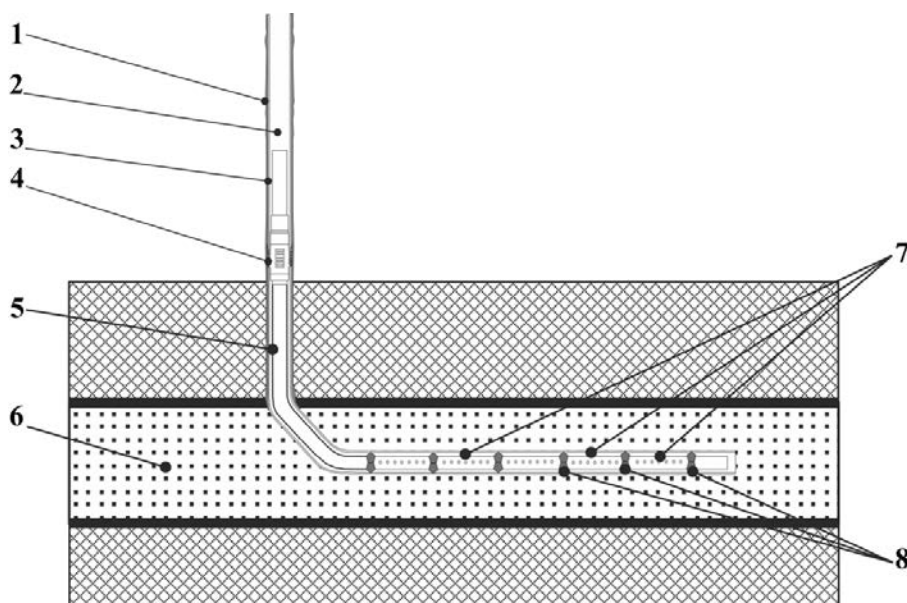


Рисунок 1. Технологии заканчивания скважины с горизонтальным окончанием

- 1 – Заколонный цементный камень; 2 – скважина; 3 – обсадная колонна;  
 4 – защелочные соединения; 5 – хвостовик; 6 – продуктивный пласт;  
 7 – перфорированные патрубки; 8 – центраторы

Технический результат заключается в разработке надежной фиксации между защелочным замком, находящегося в нижней части обсадной колонны и защелочным соединением спускаемого хвостовика, с целью его установки, подвески и возможности последующего извлечения.

Новизна технологии заключается в механизме фиксации хвостовика, спускаемого в горизонтальный участок скважины, с возможным его последующим извлечением без проведения работ по разбурированию пакерно-якорной системы.

#### Библиографический список

1. Технологии и материалы для ремонта скважин [Текст]: учебное пособие / И. И. Клещенко [и др.]. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2018. – 366 с.

Научный руководитель: Леонтьев Д.С., ассистент.

#### **Разработка технологии изоляции притока пластовых вод в необсаженном горизонтальном участке ствола нефтедобывающей скважины**

*Васильев А.В.*

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

Задача, которая стояла перед автором, состояла в повышении эффективности изоляции притока пластовых вод в необсаженном горизонтальном участке ствола скважины.

Технический результат предлагаемой технологии заключается в разработке эффективного способа изоляции притока пластовых вод в горизонтальном необсаженном участке ствола нефтедобывающей скважины, закачке водоизолирующей композиции в заданный интервал горизонтального ствола.

Поставленная задача и технический результат достигается тем, что технология изоляции притока пластовых вод в необсаженном горизонтальном участке ствола нефтедобывающей скважины включает извлечение внутрискважинного оборудования, проведение геофизических исследований в необсаженном горизонтальном участке ствола скважины и определение интервала притока воды из водоносного горизонта. Спуск на гибкой трубе компоновки, состоящей из коннектора, двух обратных клапанов створчатого типа, аварийного разъединителя, перфорированного патрубка с набухающими пакерами, причем длина каждого набухающего пакера равна 1 м. К концу компоновки с помощью муфтовых соединений прикреплена полнопроходная трубка с внутренним седлом. Оставление на время разбухания уплотнительных элементов набухающих пакеров. Сброс шара из композитного материала, диаметр которого равен диаметру седла полнопроходной трубки, и прокачивание водоизоляционной композиции с продавкой ее буферной жидкостью. Сброшенный шар, проходя через внутреннее пространство гибких труб и перфорированного патрубка, попадает в седло полнопроходной трубки, тем самым перекрывая ее внутреннее пространство, в связи с чем водоизоляционная композиция начинает прокачиваться в перфорационные отверстия перфорированного патрубка в обводнявшийся интервал пласта [1].

В качестве водоизоляционного состава предлагается использовать состав, включающий микродур R-U, полифункциональный модификатор PFM-ISO, суперпластификатор F-10 и воду при водоцементном отношении 0,5 при следующем соотношении компонентов, мас. %: микродур R-U 48,75-49,05, полифункциональный модификатор PFM-ISO 1,0-1,2%, суперпластификатор F-10 0,9-1,3%, вода – остальное [2].

Взаимное влияние компонентов друг на друга, их синергетическое действие в предложенном составе позволяет за счет реакции и отверждения в пластовых условиях образовывать прочный камнеобразный материал.

Состав можно применять для водоизоляции и крепления коллекторов с низкими фильтрационно-емкостными свойствами, поскольку он закачивается в пласт в виде маловязкого раствора, что и позволяет его прокачивать в заданный интервал.

После прокачивания необходимого объема водоизоляционной композиции в обводнившийся интервал пласта производится сброс шара в гибкие трубы до аварийного разъединителя, подается гидравлическое давление, гибкая труба отсоединяется от перфорированного патрубка и под-

нимается на поверхность. После этого скважина оставляется на ожидание затвердевания цемента (ОЗЦ).

После ОЗЦ проводят спуск в скважину компоновки с фрезой и проводят работы по разбуриванию перфорированного патрубка, набухающих пакеров и остатков водоизоляционной композиции с вымывом на дневную поверхность. После окончания разбуриваемых работ скважину промывают, спускают внутрискважинное оборудование, скважину осваивают и выводят на режим.

Новизна технологии заключается в применении полнопроходной трубки с внутренним седлом, прикрепленной к концу перфорированного патрубка с помощью муфтовых соединений и предназначенной для перекрытия внутреннего пространства после прокачки в гибкие трубы шара, диаметр которого равен диаметру седла полнопроходной трубки, путем попадания его в седло полнопроходной трубки. Также новым является то, что в качестве водоизоляционной композиции применяется высокопроницающая водоизоляционная композиция на основе микродура R-U, полифункционально модификатора PFM-ISO, суперпластификатора F-10.

#### Библиографический список

1. Пат. 2661171 Российская Федерация, МПК E21B 43/32 (2006.01). Способ изоляции притока пластовых вод в необсаженном горизонтальном участке ствола нефтедобывающей скважины / Леонтьев Д. С., Клещенко И. И., Ягафаров А. К. [и др.]; заявитель и патентообладатель Тюменский индустриальный университет – № 2017119566; заявл. 05.06.2017; опубл. 12.07.2018 Бюл. № 20.

2. Пат. 2613067 Российская Федерация, C09K 8/504 (2006.01), C09K 8/506 (2006.01). Состав для ремонтно-изоляционных работ в скважинах / Леонтьев Д. С., Кустышев А. А., Клещенко И. И., Ягафаров А. К. [и др.]; заявитель и патентообладатель Тюменский индустриальный университет – № 2015140215; заявл. 21.09.2015; опубл. 15.03.2017.

Научный руководитель: Леонтьев Д.С., ассистент

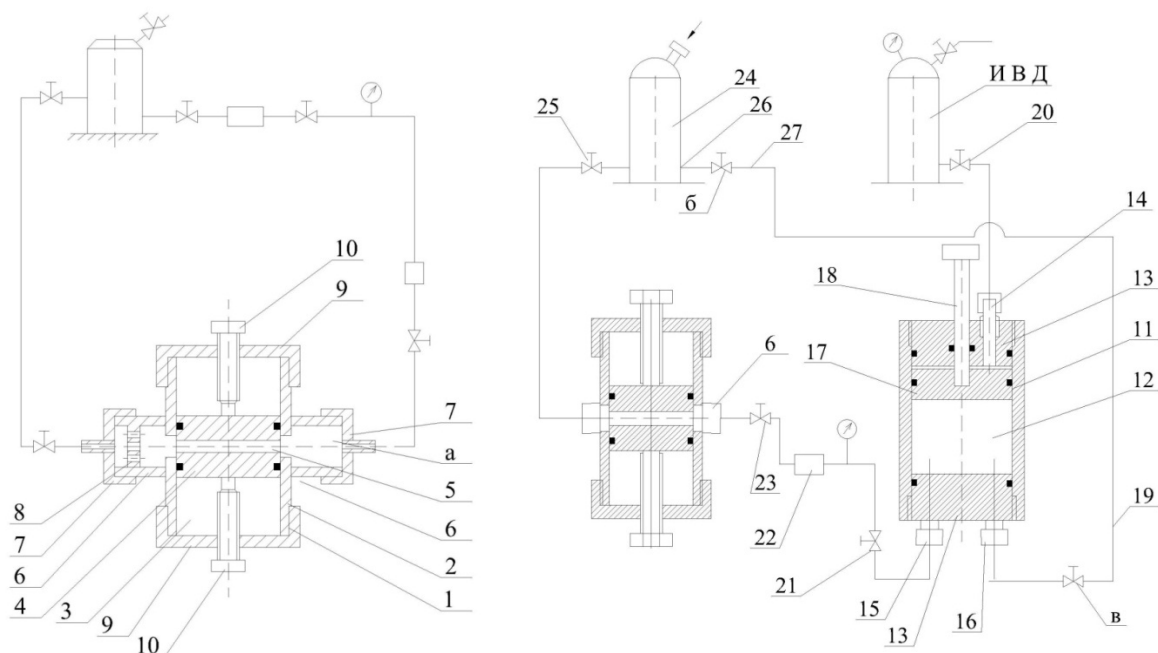
#### **Оценка эффективности использования проппантов при проведении гидравлического разрыва пласта**

*Верисокин А.Е.*

*Северо-Кавказский федеральный университет, г. Ставрополь*

Для проведения исследований с целью получения достоверных данных о миграции проппанта в трещине гидроразрыва пласта в научной лаборатории Института нефти и газа СКФУ был собран экспериментальный стенд, схема которого показана на рисунке 1.





1 – корпус; 2 – цилиндр; 3 – осевой канал; 4 – два поршня; 5 – зазор; 6 – патрубки; 7 – накидные гайки; 8 – фильтр; 9 – крышки; 10 – регулировочные винты; 11 – силовой гидроцилиндр; 12 – камера; 13 – крышки; 14,15,16 – штуцеры; 17 – силовой поршень; 18 – шток; 19 – шланг; 20, 21, 23, 25 – вентиль; 22 – регулятор расхода; 24 – резервуар; 26 – выходной патрубок; 27 – шланг высокого давления

Рисунок 1. Схема экспериментального стенда

Российскими нефтяниками для закрепления трещины ГРП применяются пропанты четырех фракций, из которых две основные: 16/20, 12/18 и две вспомогательные: 16/30 и 20/40 [1]. Выбор нужного размера зерен пропанта определяется целым комплексом факторов. Чем крупнее гранулы, тем большей проницаемостью обладает упаковка пропанта в трещине [2]. Однако использование пропанта крупной фракции сопряжено с дополнительными проблемами при его переносе вдоль трещины. Для проведения испытаний на установке представлены 5 образцов (а), (б), (в), (г), (д) фракции 16/20. Пропанты (б), (в), (г), (д) по насыпной плотности относятся к легким пропантам, так как имеют низкий насыпной вес (менее  $1,6 \text{ кг/м}^3$ ). Пропант (а) относится к среднеплотным. Результаты испытаний приведены в таблице 1.

На основании полученных экспериментальных данных можно сделать следующие выводы:

- Наилучшей проницаемостью упаковки характеризуется пропант (а), затем в порядке убывания (б), (в), (г) и (д). Проницаемость пропанта (д) была очень низкой при высоком давлении.
- Уменьшение высоты слоя пропантов показывает долю разрушившихся частиц, т.е. способность противостоять нагрузкам. Проницаемость и проводимость упаковки снижается из-за высоты слоя пропантов

и уменьшения числа фильтрующихся пор. Чем больше число гранул разрушается при увеличении давления (уменьшения высоты слоя), тем существеннее снижается проницаемость и проводимость упаковки проппанта.

Таблица 1

Результаты испытаний проппантов

Показатели	Полученные усредненные значения				
	а	б	в	г	д
Сопротивление раздавливанию (массовая доля разрушенных гранул), %, при давлении, МПа:					
7	1,5	11	5,5	4	5
14	2,5	15,5	7,5	5,5	8,5
28	7	25	17	11	15,5
42	12	31	30	18	19
49	16,5	38	37,5	27	23
Остаток на фильтре, %: № 1 (4,5 мм)	6	4	2,5	3,5	0,5
№ 2(5 мм)	9	6	4	5	2
№ 3 (5,5 мм)	14	11	7	9	6
№ 4 (6,0 мм)	20	24	15	19	10
№ 5 (6,5 мм)	26	26	19	23	15
№6 (7,0 мм)	30	32	25	28	18
№ 7 (7,5 мм)	44	39	31	31	21
Сферичность	0,9	0,9	0,9	1	0,9
Округлость	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9
Плотность насыпная, г/см <sup>3</sup>	1,8	1,55	1,4	1,5	1,3

Библиографический список

1. Скурихин, В. В. Выбор проппанта: критерии отбора / В. В. Скурихин, В. П. Мигаль // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 1. – С. 90-93.
2. Можжерин, А. В. Какой проппант выгоднее применять: 16/30 или 16/20? / А. В. Можжерин, А. Ю. Коржавин // Бурение и нефть. – 2017. - № 07-08. – С. 34-38.

Научный руководитель: Зиновьева Л.М., канд. техн. наук, доцент

## Оценка массообменных свойств колонны-десорбера К-1.2 на технологической нитке №2 на УКПГ-22

Газдиев А.И., Келигов М-Б.С.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

В ходе испытаний были проведены исследования качества массообмена насыщенного метанольного раствора и природного газа. В соответствии с ТЗ на модернизацию концентрация ВМР на выходе из кубовой части К-1.2 не должна превышать 4 % масс.

Отмечается следующее:

1) На всех режимах концентрация метанола в кубовой части К-1.2 не превышала заявленную 4% масс. При этом в колонну подавался 70-75%-й насыщенный ВМР (таблицы 1 и 2).

Таблица 1

Результаты замера массообменных характеристик К-1.2

Параметр	Режим I 11.01.2018	Режим II 15.01.2018	Режим III 17.01.2018	Режим IV 23.01.2018	Норма по ТЗ
Давление входного потока, МПа	11,02	10,4	10,3	10,3	от 6 до 12,16
Температура входного потока, °С	23,1	22,7	23,0	22,7	36
Расход газа на входе в К-1.2, тыс.м <sup>3</sup> /час	130	163	193	220	от 157,1 до 300,8
Расход ВМР в аппарат, кг/час	<b>80</b>	<b>80</b>	<b>160</b>	<b>90,15</b>	от 305 до 611
Концентрация ВМР, % масс.	78,5	76,2	74,01	72,23	не нормируется
Концентрация тар №4, % масс.	7,15	12,36	13,21	14,43	не нормируется
Концентрация тар №3, % масс.	23,9	13,42	конденсат	10,87	не нормируется
Концентрация тар №2, % масс.	36,7	конденсат	конденсат	конденсат	не нормируется
Концентрация тар №1, % масс.	11,24	12,9	конденсат	6,69	не нормируется
Концентрация в куб. части, % масс.	3,8	1,86	3,41	2,9	4
Выход жидкости, кг/час	10-12	9-10	40-60	40-60	от 95 до 380
Замер капельного уноса, г/ тыс.м <sup>3</sup>	8	8	<b>200</b>	<b>647</b>	5
Подача метанола перед ВХ-1, кг/час	74	75,1	0	0	–
Содержание метанола в газе на выходе из К-1.2, г/м <sup>3</sup>	3,084	0,786	0,443	0,323	не нормируется

Таблица 2

## Сравнение массообменных характеристик до и после модернизации К-1.2

	После модернизации				До модернизации			
	Qгаза=130 Qвмр=80	Qгаза=160 Qвмр=80	Qгаза=193 Qвмр=160	Qгаза=220 Qвмр=80	Qгаза = 120 Qвмр=110	Qгаз = 120 Qвмр = 140	Qгаз = 120 Qвмр = 200	Qгаз = 120 Qвмр = 200
Подача	78.5	76.2	74.01	72.23	70	69	81	79.5
Тар4	7.15	12.36	13.21	14.43	50.1	55.6	15.8	20
Тар3	23.9	13.42	конденсат	10.87	7	35	16.8	20.5
Тар2	36.7	конденсат	конденсат	конденсат	14	29.83	14.33	21
Тар1	11.24	12.9	конденсат	6.69	33.3	26.67	13.5	21
Куб	3.8	1.86	3.41	2.9	8	10.8	10.5	20

На рисунке 1 представлены замеры концентраций в десорберах К-1.1, К-1.2 и К-1.3 в течение 2016-2017 г.г. Значения концентраций метанола в кубовой части колеблются от 10 до 50 % при подаче ВМР 70-80%, что говорит о некачественном массообмене между ВМР и пластовым газом.

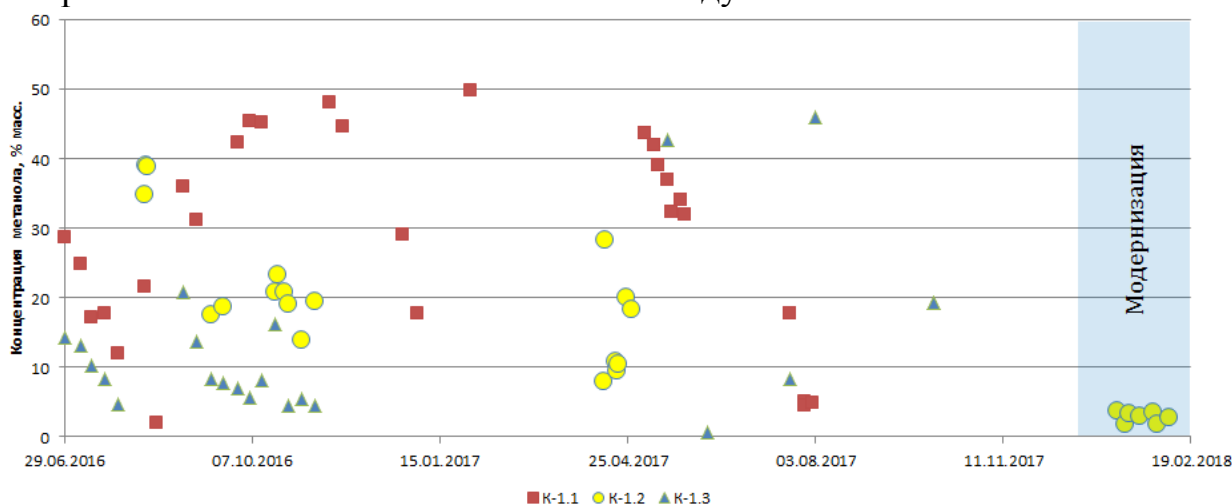


Рисунок 1. Результаты замеров концентраций метанола в кубовой части колонн-десорберов УКПГ-22

По снижению концентрации в кубовой части К-1.2 можно судить о повышении эффективности процесса отдувки метанола на т.н. №2. Отмечается увеличение вторичного использования метанола на 0,3 г/м<sup>3</sup> (или 25 % от затрат метанола).

2) После модернизации возникли трудности с отбором проб ВМР с массообменных тарелок колонны-десорбера. Вместо ВМР с пробоотборных линий поступает нестабильный конденсат, хотя должен поступать метанольный раствор (таблица 1). Вероятной причиной может быть повышенный унос капельной жидкости из С-1.2 (до 700 г/тыс.м<sup>3</sup>), а так же конструктивный недостаток пробоотборных линий из массообменных тарелок модернизированного К-1.2.

3) Для достаточного обеспечения безгидратного режима работы ВХ-1, Т-3, Т-0 и Т-1 необходимо поддерживать расход насыщенного ВМР не менее 160 кг/час. При достижении достаточной загрузки колонны по ВМР расход вторично используемого метанола составит 0,4 – 0,5 г/м<sup>3</sup>, что позволит экономить метанол в размере 30-40% от текущих затрат УКПГ-22.

### **Совершенствование методов интерпретации результатов гидродинамических исследований скважин**

*Галиев Б.И.*

*Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа*

Гидродинамические исследования скважин являются неотъемлемой частью разработки нефтяных и газовых месторождений. Достоверность получаемых данных в ходе исследований, а также их корректная обработка во многом определяют эффективность применения различных геолого-технических мероприятий и в целом успешность эксплуатации объекта разработки.

Одним из наиболее распространённых видов исследования скважин является снятие кривой восстановления давления (КВД). Процесс заключается в остановке скважины на период исследования и мониторинге изменения давления в скважине. По динамике забойного давления определяются фильтрационные свойства различных зон продуктивного пласта [1].

Во многих случаях при снятии КВД забойное давление не восстанавливается до величины пластового. В среднем степень восстановления составляет около 90%. По этой причине возникают трудности при интерпретации данных исследования в полулогарифмических координатах. Прямолинейный участок не может окончательно сформироваться. При обработке таких КВД получаются довольно искажённые значения параметров пласта.

Проведён анализ КВД одной из скважин месторождений Западной Сибири (Рисунок 1). Установлено, что в ходе проведения исследований давление в скважине восстановилось на 95% от пластового.

На данной КВД можно выделить прямолинейный участок, образованный последними пятью точками. По величине уклона этой прямой определены фильтрационные характеристики удалённой зоны пласта и скин-фактора. Кроме этого проанализирован случай недовосстановленной КВД, заключительной точкой которой является забойное давление, составляющее около 90% от расчётного пластового. Результаты обработки обоих вариантов представлены в таблице 1.

Согласно проведённым расчётам и полученным характеристикам пласта установлено, что в случае неполного восстановления забойного давления до значения пластового происходит занижение проницаемости пласта приблизительно в четыре раза. Значение скин-фактора приводит к

полностью противоположному представлению о состоянии призабойной зоны пласта.

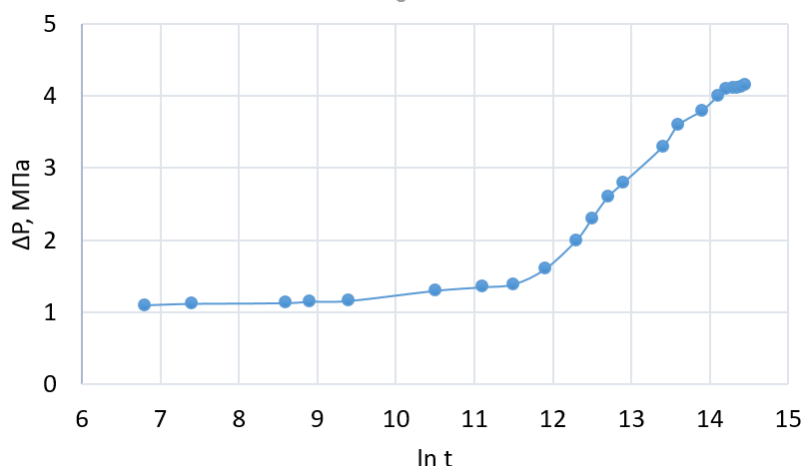


Рисунок 1. КВД скважины N в полулогарифмических координатах

Таблица 1

#### Результаты обработки полной и невосстановленной КВД

№	Параметр	Полная КВД	Неполная КВД
1	Уклон, МПа	0,239	0,967
2	Гидропроводность, м <sup>3</sup> /Па·с	1,65 · 10 <sup>-11</sup>	3,94 · 10 <sup>-12</sup>
3	Проницаемость УЗП, мкм <sup>2</sup>	0,0046	0,0012
4	Скин-фактор, б/р	1,86	-3,28

Ввиду больших погрешностей исследований и интерпретации данных в случае невосстановленной КВД необходимо совершенствовать подход к исследованиям скважин на нестационарном режиме. Одним из методов решения данной проблемы является увеличение продолжительности исследований. Но это приводит к длительным простоям скважин и потере добычи нефти и газа [2].

Более экономичным и рациональным способом улучшения качества интерпретации результатов гидродинамических исследований является применение метода Ю.П. Борисова, Г.И. Баренблата, А.П. Крылова, которые также учитывают послеприток. При применении интегрального метода для обработки неполной КВД проницаемость пласта получилась равной 0,0041 мкм<sup>2</sup>. Это значение наиболее точно отражает фильтрационные свойства пласта, чем в случае стандартной обработки.

Таким образом, применение интегральных методов для обработки данных гидродинамических исследований позволяет интерпретировать

даже невосстановленные КВД, тем самым сокращается необходимое время исследования и увеличивается качество рассчитываемых параметров пласта.

#### Библиографический список

1. Лапшин, В. И. Особенности исследований скважин на нестационарных режимах фильтрации и определение скин-фактора / И. И. Минаков, Д. П. Уваров, И. А. Шиков // Вести газовой науки. – 2018. – № 1 (33). – С. 143-150.

2. Ковалёв, А. Л. Интерпретация газодинамических исследований скважин Мыльджинского ГКМ на нестационарных режимах фильтрации с использованием функции влияния / А. Л. Ковалёв // Вести газовой науки. – 2013. – № 1 (12). – С. 192-198.

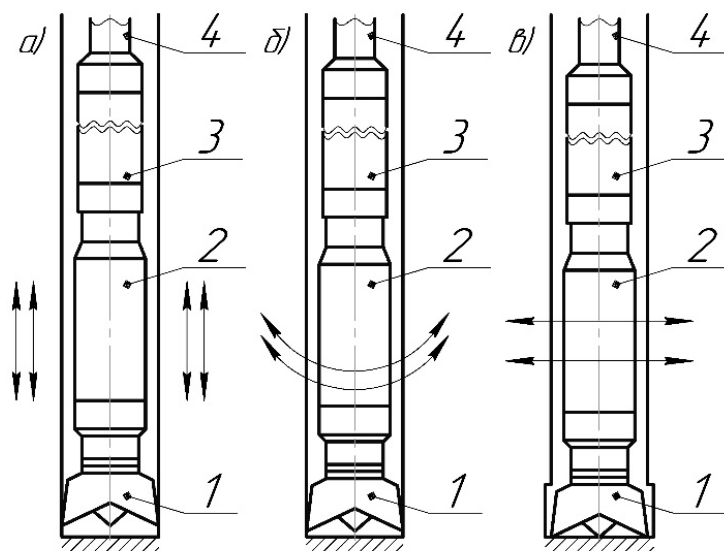
Научный руководитель: Харин А.Ю., канд.техн.наук, доцент.

### Усовершенствование конструкций гидромеханического демпфирующего устройства ДГМ-240

Гаркин А.С.

Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа

Бурильная колонна в процессе строительства скважины участвует в различных колебательных процессах [1], основными видами являются: осевые (рисунок 1, а), крутильные (рисунок 1, б) и продольные (рисунок 1, в) вибрации.



а – осевая вибрация; б – крутильная вибрация; в – продольная вибрация;  
1 – долото; 2 – забойный двигатель; 3 – утяжеленные бурильные трубы (УБТ); 4 – бурильные трубы

Рисунок 1. Виды вибраций компоновки бурильной колонны

Эти колебания и силы ускоряют износ и разрушение шарошечных долот и забойных двигателей; вызывают появление больших усталостных напряжений в колонне бурильных труб, особенно в ее резьбовых соединениях; способствуют образованию в стволе скважины каверн и желобных выработок, которые могут быть причиной различных осложнений [2].

Для защиты бурильной колонны от вибрации используют антивибрационную смазку, легкосплавные бурильные трубы (ЛБТ), а также включают в состав буровой колонны стабилизирующие устройства, маховики и калибраторы, способствующие повышению показателей бурения. Однако рассматриваемые способы не всегда позволяют достигнуть желаемых параметров. В этом случае наиболее эффективны демпфирующие устройства, которые применяют для гашения различных видов колебаний.

Рассмотрев конструкцию гидромеханического демпфирующего устройства ДГМ-240 (рисунок 2), были выявлены следующие недостатки:

- при больших нагрузках происходит соударение соседних витков винтовой пружины, что, в свою очередь, приводит к ее износу;
- данная конструкция способна гасить только осевые вибрации.

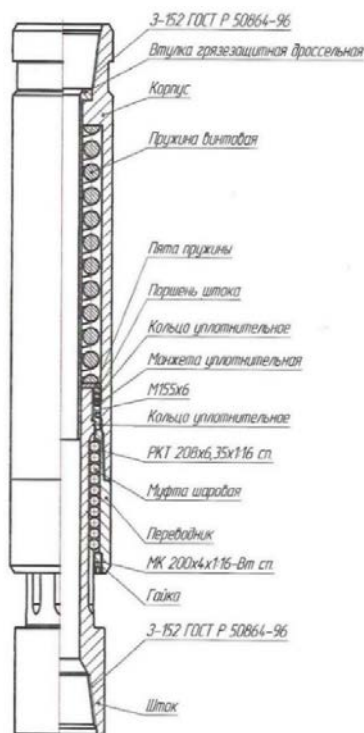


Рисунок 2. Конструкция гидромеханического демпфирующего устройства ДГМ-240

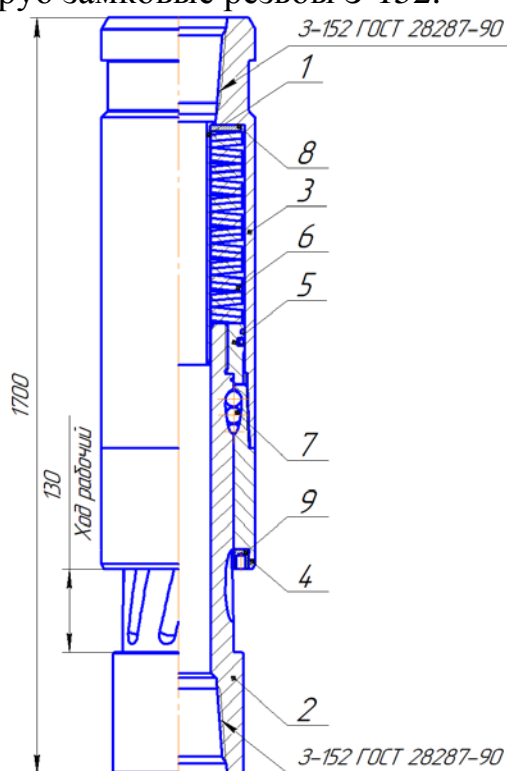
Повысим надежность, расширим область применения, способность регулирования параметров оборудования путем модернизации ДГМ-240 (рисунок 3), а именно:

- винтовая пружина заменена на пружину тарельчатого типа;
- шлицевое соединение корпуса и штока заменено на сферическое соединение через набор шариков;



– канавки под шары выполнены в спиральной плоскости.

Усовершенствованный демпфер состоит из корпуса, в цилиндрической полости которого установлена направляющая грязезащитная втулка с тарельчатой пружиной. На сопрягаемой с поверхностью цилиндрической полости корпуса поверхности поршня размещены уплотнительные манжеты и кольца. Поршень свинчивается по резьбе М155х6 со штоком. Их соединение герметизировано уплотнительным кольцом, установленным на буртике штока. В штоке и переводнике восемь спиральных канавок, в которых размещены 80 шаров диаметром 25 мм, ограниченных гайкой, ввернутой по резьбе М220х4 снизу в переводник. В центральном канале штока может быть установлена гидромониторная насадка. В верхней части корпуса и нижней части штока выполнены муфтовые присоединительные к колонне бурильных труб замковые резьбы 3-152.



- 1 – втулка грязезащитная дроссельная; 2 – шток с винтообразным пазом;  
3 – корпус; 4 – переводник; 5 – поршень штока; 6 – пружина тарельчатая;  
7 – шары; 8 – пята; 9 – гайка

Рисунок 3. Усовершенствованная конструкция гидромеханического демпфирующего устройства ДГМ-240

Модернизация конструкции гидромеханического демпфирующего устройства ДГМ-240 гарантирует гашение вибрации пакетом тарельчатых пружин, которые обеспечивают оптимальную жёсткость амортизатора и позволяют выдерживать высокие осевые нагрузки, передающиеся на виброгаситель. Шток с винтообразным пазом позволяет гасить торсионные вибрации. Применение амортизатора позволяет сократить срок строитель-

ства скважины, а также увеличить срок службы бурового оборудования: буровой установки, телесистемы, бурильной трубы, гидравлического забойного двигателя, долота за счёт снижения вибрационных нагрузок.

#### Библиографический список

1. Заляев, М. Ф. Исследование вибрации при бурении скважин на Термокарстовом газоконденсатном месторождении / М. Ф. Заляев // Нефтегазовое дело. – 2015. – №4. – С. 36-40.

2. Бадретдинов, Т. В. Анализ колебаний бурильной колонны и применения демпфирующих устройств / Т. В. Бадретдинов, В. У. Ямалиев // Нефтегазовое дело. – 2016. – №6. – С. 5-22.

Научный руководитель: Назаров С.В., канд. техн. наук, доцент.

### **Применение дожимных ЭЦН для увеличения приёмистости скважин ППД**

*Гасымов Э.А.*

*Тюменский индустриальный университет, г. Нижневартовск*

Одним из методов усовершенствования добычи нефти является применение дожимных ЭЦН для увеличения приёмистости скважин ППД. Проанализировав основные способы увеличения приёмистости добывающих скважин – Кислотные ОПЗ и ГРП, было выяснено, что данные методы не всегда являются эффективным. Ведь проблема зачастую связана не со скином, а с низкой ФЕС и с локальной перекаченностью зоны. В этом случае, проблему недостаточной приёмистости можно решить только увеличением давления закачки. Увеличить давление на КНС – означает увеличить риски порывов на водоводах. Увеличения приёмистости скважин ППД с помощью ЭЦН позволяет решить проблему увеличением давления закачки.

Поддержание пластового давления – процесс естественного или искусственного сохранения давления в продуктивных пластах нефтяных залежей на начальной или запланированной величине с целью достижения высоких темпов добычи нефти и увеличения степени её извлечения [1]. Данное давление создаётся на кустовых насосных станциях и, доходя до нагнетательной скважины, она теряет часть свою энергию на трубопроводе. Это ведёт к низкому дебиту добывающей скважины и уменьшению прибыли компании.

Технология заключается в увеличении приёмистости отдельно взятой скважины ППД, путём увеличения давления закачки, при помощи ЭЦН. Для этого следует найти на одном кусту скважину в бездействии или в консервации, в ней на глубине 120-150 м посадить взрыв-пакер и над ним сделать цементный мост. В скважину на глубину 30 м спустить ЭЦН. К

примеру, если давление в водоводе скважины 140 атм., то недостающее давление можно получить путем применения дожимного ЭЦН. Схема измененной скважины ППД и скважины с дожимной УЭЦН представлена на рисунке 1.

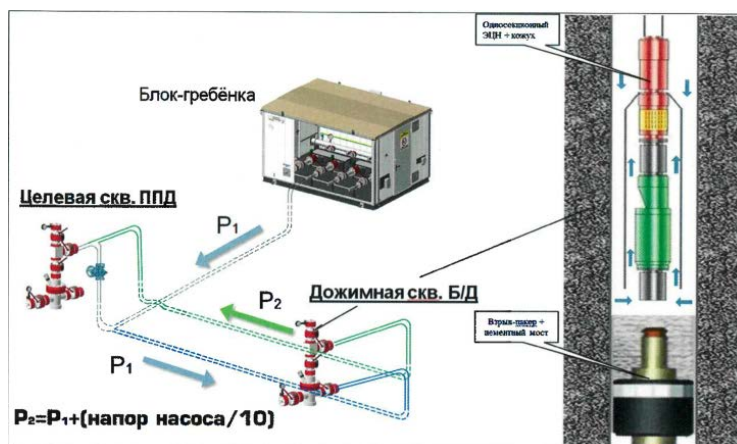


Рисунок 1. Скважина ППД и скважины с дожимной УЭЦН

Данная технология была реализована на одной паре скважин: №805 (стала дожимной) и №819Г (нагнетательной) куста №13 Кошильского месторождения, которая принадлежит публичному акционерному обществу «Варьеганнефтегаз». Испытанная технология является технологически успешной. Приёмистость скважины №819Г увеличилась с 39 до 130-160 м<sup>3</sup>/сут, т.е. более чем в 3 раза. Давление закачки увеличено с 138 до 185 атм. Динамика приёмистости скважины №819Г до и после внедрения «дожима» приведена на графике 1.

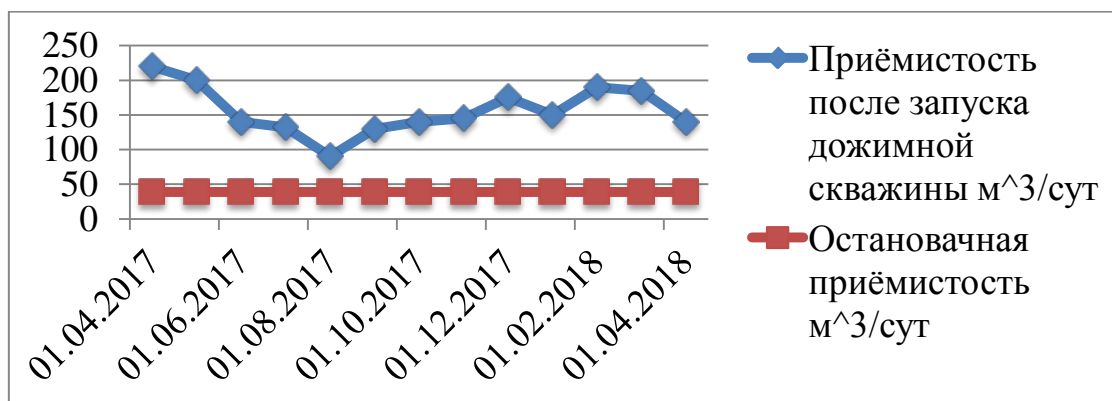


График 1. Динамика приёмистости скважины №819Г до и после внедрения «дожима»

Дополнительная добыча по шести реагирующим скважинам №822Б, 810Б, 820Б, 829ПГ, 3001ПГ, 828Г за год составила 2407 тонн.

Оценка экономической эффективности показала, что проект является высокоэффективным и составляет с 26,05 млн. руб.

Исходя из данных, можно сделать вывод, что технология является эффективной технологически и экономически.

## Библиографический список

1. Поддержание пластового давления [Электронный ресурс] // Академик. – Режим доступа: [https://dic.academic.ru/dic.nsf/enc\\_geolog/3938/Поддержание](https://dic.academic.ru/dic.nsf/enc_geolog/3938/Поддержание).

Научный руководитель: Кривых И.А., начальник отдела инноваций ПАО «Варьеганнефтегаз».

### **Расчеты технологических параметров работы скважины при эксплуатации УЭЦН**

*Герцен А.В.*

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

Установки электроцентробежных насосов (УЭЦН) обеспечивают обширную область дебитов, они позволяют регулировать рабочие параметры в широком диапазоне, практически не ограничены по глубине подвески, имеют высокие показатели эксплуатационной надежности, накоплен весьма положительный опыт их использования, как на месторождениях России, так и за рубежом.

Условия, необходимые для выбора скважин-кандидатов:

Высокие значения отношения вертикальной проницаемости к горизонтальной ( $K_v/K_h$ ),

Высокая проницаемость (желательно  $K > 1000$  мД),

Вертикальная однородность проницаемости (нормальное распределение),

Зарегистрированное расположение ВНК,

Скважина с конусом «недавняя»,

Отличная целостность цемента за обсадной трубой,

Мощность пласта  $> 40$  футов,

Необходима обсадная труба  $> 7''$  (для установки двух ЭЦН),

Низкое значение ГФ (применимо к ЭЦН),

Отсутствие проблем запесочивания (применимо к ЭЦН).

Имеющиеся комплектации для установки погружных центробежных электронасосов: Байпасная система (Y-Tool) или Collector Head, Двойная труба, Добыча через затруб.

На рисунке 1 представлены минимально-допустимые глубины спуска насосов, для обеспечения проектных забойных давлений, при добыче безводной нефти, в зависимости от геолого-физической характеристики продуктивных пластов. Для выбора глубины подвески насоса, в зависимости от использования типа газо-стабилизирующего модуля с ЭЦН, приведены три точки подвески насосов.

Для оценки режимов работы скважин, которые эксплуатируются ЭЦН, были построены зависимости давлений на приеме насоса и забойно-

го от обводненности продукции скважин (рисунки 1-3). Расчет давлений производился для трех случаев: без газо-стабилизирующего модуля ( $a=0,25$ ) и с газо-стабилизирующим модулем ( $a=0,5$ ) и ( $a=0,75$ ).

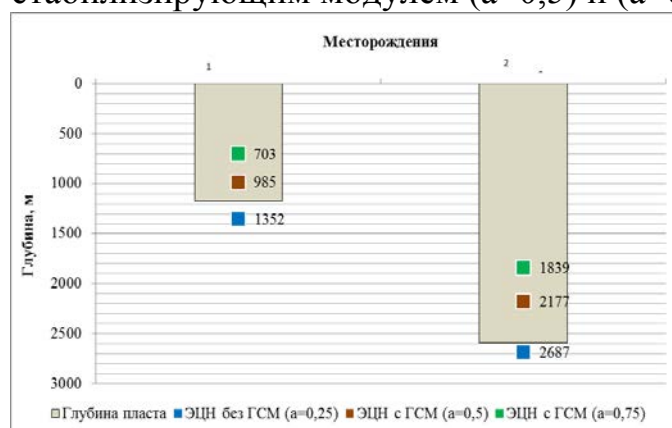


Рисунок 1. Минимально-допустимая глубина спуска ЭЦН при добыче безводной нефти

Из рисунка 2 видно, что применение газо-стабилизирующего модуля в составе установки ЭЦН является обязательным условием для достижения проектного забойного давления.

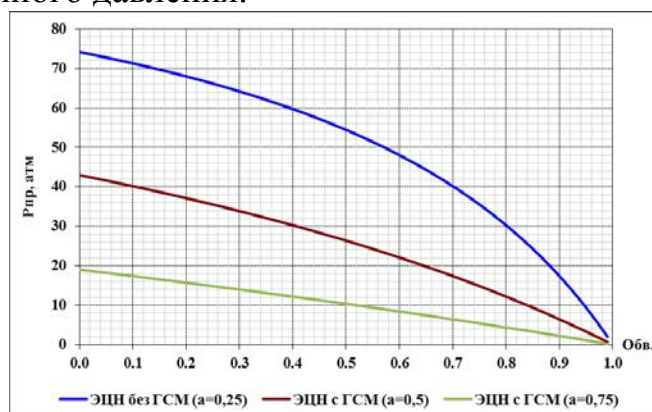


Рисунок 2. Зависимость допустимого давления на приеме ЭЦН от обводненности продукции скважин месторождений N

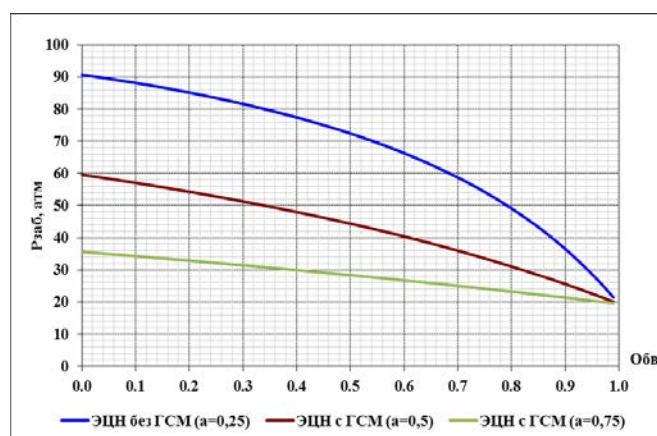


Рисунок 3. Зависимость забойного давления от обводненности продукции скважин месторождений N, оборудованных ЭЦН

### **Выводы:**

Скважины со значительной глубиной могут эффективно эксплуатироваться с использованием погружных электрических насосов. Насосы, КПД которых варьирует в пределах 20-70%, обеспечивают наиболее эффективный и экономичный способ механизированной добычи. Применение газо-стабилизирующих модулей в составе установки ЭЦН является обязательным условием для достижения проектного забойного давления. Поэтому для эксплуатации малодебитного фонда рекомендуется рассмотреть использование циклической эксплуатации установок ЭЦН.

### Библиографический список

1. Мищенко, И. Т. Скважинная добыча нефти: учебное пособие для вузов / И. Т. Мищенко. – Москва ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. – 816 с.
2. Покрепин, Б. В. Эксплуатация нефтяных и газовых месторождений: учебное пособие / Б. В. Покрепин. – Ростов-на-Дону: Феникс, 2016. – 605 с.

Научный руководитель: Вольф А.А., канд. ф.-м. наук, доцент.

### **Разработка технологии разработки залежи с высоковязкой нефтью**

*Голозубенко Е.С., Мансурова М.М.*

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

В настоящее время практически во всем Мире нефтяная промышленность характеризуется тем, что уже большинство открытых и введенных в эксплуатацию месторождений в 20 веке перешли в стадию активно падающей добычи. Все чаще на форумах и научно-практических конференциях поднимаются вопросы освоения месторождений, характеризующихся сложным геологическим строением, трудноизвлекаемыми запасами, высоковязкими нефтями, с аномально низкими пластовыми давлениями и др.

Задачей разработки месторождений с высоковязкой нефтью является разработка новых, совершенствование существующих методических и технико-технологических решений, которые обеспечат снижение энергетических и эксплуатационных затрат в процессе добычи углеводородов, сбора и подготовки добываемой продукции и др.

Необходимо отметить, что в геологическом разрезе большинства нефтегазовых территорий расположены высокотемпературные геотермальные воды. Так, на территории Западно-Сибирского артезианского бассейна имеются колоссальные запасы геотермальных вод. Осадочный чехол с глубины ~ 1 км, насыщен термальными водами. Выделяют апт-альб-сеноманский, неокомский, верхнеюрский и нижне-среднеюрский водоносные комплексы, изолированные друг от друга рядом выдержанных водоупорных

толщ. Интервал изменения температур термальных вод для апт-альб-сеноманского комплекса составляет в среднем 50 °С, для неокомского ~ 100 °С, юрского – до 140 °С. В подошве юрских отложений могут встречаться и перегретые термальные воды, температура которых достигает до 200 °С.

Авторами предлагается технология разработки залежей с высоковязкой нефтью с применением геотермальной воды, которая реализуется следующим образом.

Осуществляют разбуривание залежи с высоковязкой нефтью добывающими и нагнетательными скважинами.

В конструкции нагнетательных скважин необходимо предусмотреть: направление, кондуктор, промежуточную колонну и эксплуатационную колонну.

Глубину и последующий спуск эксплуатационной колонны нагнетательной скважины необходимо предусмотреть таким образом, чтобы забой ее был закончен в горизонте с термальными водами, расположенных по геологическому разрезу ниже пласта с высоковязкой нефтью.

После проведения комплекса работ, связанным со спуском и цементированием обсадных колонн, нагнетательную скважину перфорируют в интервалах с термальными водами, а также в пласте с высоковязкой нефтью.

Затем в интервале пласта с высоковязкой нефтью проводят комплекс работ по гидравлическому разрыву пласта с закачкой расклинивающего материала (проппанта) в создаваемые технологические трещины. Проведение гидравлического разрыва пласта в нагнетательной скважине необходимо для увеличения приемистости скважины в интервале пласта.

После этого в нагнетательную скважину спускают колонну насосно-компрессорных труб, на которой спущены (снизу-вверх) насос с кабелем, указатель повреждения кабелей с глубинными датчиками для замера давления и температуры на приеме и выкиде насоса, сбивной клапан, посадочный ниппель для установки пробок-заглушек, пакер механического действия, циркуляционный клапан, пакер упорный с гидравлическим якорем, посадочный ниппель для скважинного штуцера, комплект скважинных камер с клапанами для закачки воды, пакер упорный, обратный клапан, разъединитель колонны НКТ, и температурный компенсатор.

В конструкции добывающих скважин необходимо предусмотреть: направление, кондуктор и эксплуатационную колонну.

Глубину и последующий спуск эксплуатационной колонны добывающей скважины необходимо предусмотреть таким образом, чтобы забой ее был закончен на глубине 50-100 м ниже подошвы пласта с высоковязкой нефтью. После проведения комплекса работ, связанным со спуском и цементированием обсадных колонн, добывающую скважину перфорируют в пласте с высоковязкой нефтью.

Затем в добывающей скважине в интервале пласта с высоковязкой нефтью проводят комплекс работ по гидравлическому разрыву пласта с за-

качкой расклинивающего материала с создаваемые технологические трещины.

После этого в добывающую скважину спускают колонну насосно-компрессорных труб, на которой спущены (снизу-вверх) электроцентробежный насос с кабелем, указатель повреждения кабелей с глубинными датчиками для замера давления и температуры на приеме и выкиде ЭЦН, сбивной клапан ЭЦН и пакер механического действия.

Нагнетательную скважину запускают в работу следующим образом.

После спуска колонны НКТ с внутрискважинным оборудованием, производят распакеровку пакера механического действия, затем пакеров упорных. Колонну НКТ подвешивают в трубной головке фонтанной арматуры, размещенной на колонной головке. На трубной головке размещают фонтанную елку фонтанной арматуры.

Далее с применением канатно-кабельной техники на проволоке в сочетании с замком, грузовой штангой, механическим яссом и соединителем спускают пробку-заглушку до посадочного ниппеля, устанавливают пробку-заглушку и поднимают проволоку с замком, штангой и соединителем. После этого активируют циркуляционный клапан и затрубное пространство заполняют межпакерной жидкостью определенной плотности. После закачки необходимого объема межпакерной жидкости циркуляционный клапан закрывают. Затем с применением канатно-кабельной техники извлекают пробку-заглушку из посадочного ниппеля. Кабель насоса подключают к станции управления и скважину вводят в эксплуатацию.

В связи с тем, что в комплекте внутрискважинного оборудования на колонне НКТ предусмотрен обратный клапан, добываемые термальные воды горизонта не поднимаются на земную поверхность, а прокачиваются в пласт с высоковязкой нефтью через скважинные камеры с клапанами, что позволяет прогревать горную породу, снижать вязкость нефти и существенно облегчить движение последней к забоям добывающих скважин.

Предлагаемая технология разработки залежи с высоковязкой нефтью предполагает использовать тепловые свойства термальных вод, расположенных ниже по геологическому разрезу пласта с высоковязкой нефтью и закачивать их в продуктивный горизонт без подъема на земную поверхность с целью прогрева горной породы и снижения вязкости нефти, что существенно позволит облегчить добычу нефти добывающими скважинами, а также исключить применение оборудования для закачки химических реагентов (пар, газ, нагнетая вода, ПАВ и др.), устанавливаемого на земной поверхности.

#### Библиографический список

1. Пат. 2669950 РФ. E21В 43/24 (2006.01), E21В 43/267 (2006.01). Способ разработки залежи с высоковязкой нефтью / Д. С. Леонтьев, А. Г. Пасынков А. Г., В. М. Александров [и др.] (РФ).– № 2017146950, заяв. 28.12.2017; Опубликовано: 17.10.2018 Бюл. № 29.



2. Пат. 183771 РФ. E21В 33/122 (2006.01), E21В 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.

Научный руководитель: Леонтьев Д.С., ассистент.

### **Анализ эффективности использования противотурбулентных присадок для обеспечения технологических параметров**

*Добровинский Д.Л., Фудашкина М.В.*

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

Опыт эксплуатации магистрального нефтепровода свидетельствует о том, что применение противотурбулентных присадок (ПТП) является одним из наиболее эффективных способов снижения энергопотребления при перекачке, однако, стоимость ПТП не всегда позволяет получить экономическую выгоду [1].

Цель работы – предложить оптимальную программу ввода противотурбулентной присадки в процессе перехода с одного режима работы магистрального нефтепровода (МН) на другой.

Основными задачами в работе являются:

- технологический расчет стационарных режимов работы МН;
- расчет потерь энергии на узлах регулирования давления;
- расчет потребного количества ПТП для обеспечения технологических ограничений на участке;
- разработка программы ввода ПТП;
- выбор оптимальной программы ввода ПТП на основании анализа критериев оптимизации в процессе перехода с режима без ПТП на режим с ПТП.

В данной работе определён оптимальный режим, который является энергоэффективным, обладает низкой стоимостью при эксплуатации и удовлетворяет технологическим требованиям. Рассматриваются такие режимы оптимизации как: дросселирование и ввод противотурбулентной присадки [2].

Разработка программы ввода ПТП подразумевает определение оптимального перехода при циклической перекачке с режима *A* (который не обеспечивает плановую производительность и имеет минимальные удельные энергозатраты) на режим *B* (превышающий плановую производительность, имеющий минимальные энергозатраты). Для анализа нестационарного процесса составим несколько программ перехода:

- 1) для обеспечения технологических параметров используется только метод дросселирования;

2) на режиме *A* в поток постепенно вводится доза противотурбулентной присадки до той концентрации, которая будет обеспечивать бескавитационную работу насосов на режиме *B* в первый промежуток времени;

3) для обеспечения технологических параметров противотурбулентная присадка начинает вводиться при работе на режиме *A*, в значениях больше требуемого и перманентно поддерживается достигнутая концентрация на втором режиме;

4) для обеспечения технологических ограничений, в виде единой системы, используется метод дросселирования и метод ввода противотурбулентной присадки. Дросселирование начинается на режиме *A* для перехода, в этом случае одновременно вводится противотурбулентная присадка и ликвидируется дросселирование, в такой мере, чтобы обеспечивалось минимальное значение подпора на протяжении всего участка.

В каждый момент времени, в зависимости от координаты расположения потока, дозирования ПТП или дросселирования, изменяется производительность и напор, поэтому в формуле расхода одновременно учитываются потери на регуляторе и эффективность противотурбулентной присадки на  $X_i$ -ом участке:

$$Q = \sqrt{\frac{a_{II} + \sum_{j=1}^1 Op \cdot \left(\sum_{i=1}^3 \phi_{ij}\right) \cdot a_{ij} + \sum_{i=4}^5 \phi_{i2} \cdot a_{i2} - \Delta z - h_{ocm} - h_{pi}}{\frac{b'_{II}}{n^2} + \sum_{j=1}^2 \frac{Op \cdot \left(\sum_{i=1}^3 \phi_{ij}\right) \cdot b'_{ij}}{\left(Ap \cdot \sum_{i=1}^3 \phi_{ij}\right)^2} + \sum_{i=4}^5 \phi_{i2} \cdot b'_{i2} + \frac{8,16 \cdot \lambda}{g \cdot \pi^2 \cdot D^5} \cdot \sum_{i=1}^2 (1 - \psi_i(\theta_i)) \cdot X_i + (L - X_i)}}$$

Одним из основных результатов является график изменения удельных затрат электроэнергии при работе на стационарном режиме за время работы на участке 168 часов, который представлен на рисунке 1.

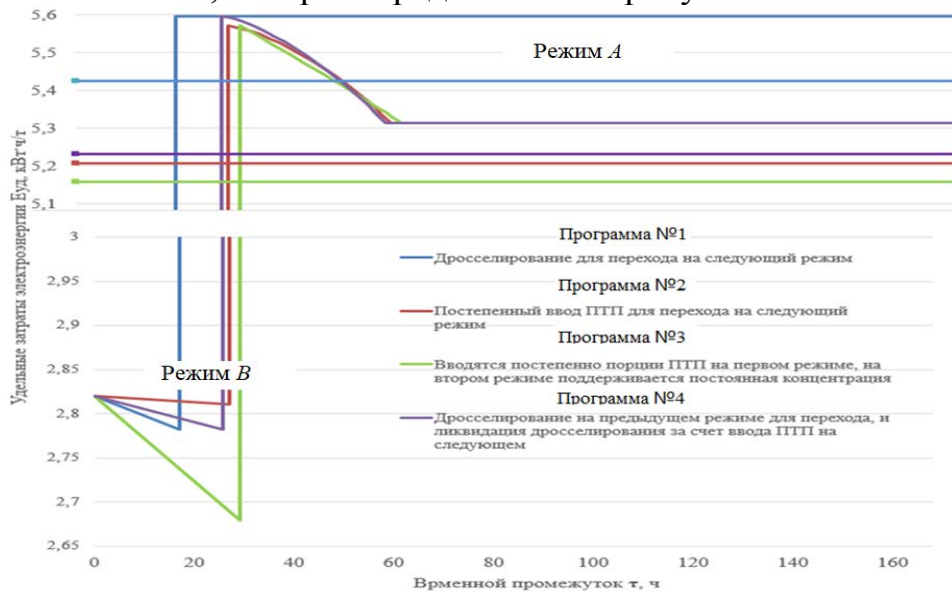


Рисунок 1. График удельных затрат электроэнергии

Проведем оценку общих затрат и затрат на электроэнергию. На рисунке 2 представлена гистограмма затрат в зависимости от варианта оптимизации.

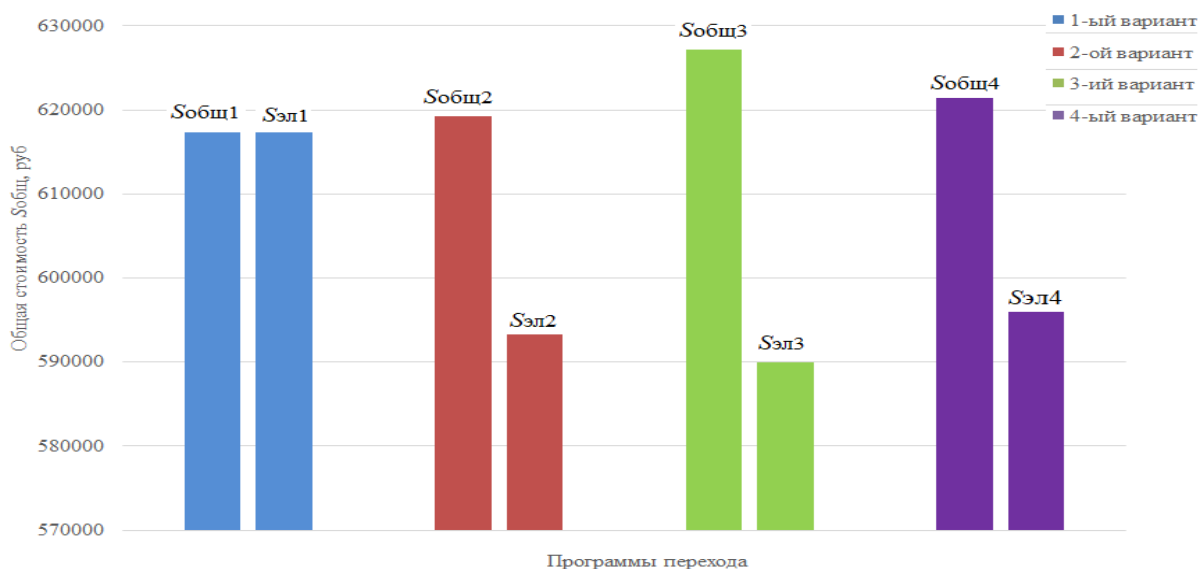


Рисунок 2. Общая стоимость перекачки для каждой из программ

На графике видно, что самым дорогим способом перекачки по общим затратам является ввод больших порций ПТП, это обосновывается высокой ценой на присадку. В то же время выгоднейшим методом по удельным энергозатратам оказалась программа № 3.

По общей стоимости перекачки продукта на расстоянии 132,3 км является программа № 1. Оптимальным вариантом по общей стоимости и стоимости электроэнергии, который предусматривает использование ПТП, является программа № 2. Необходимо учитывать влияние концентрации ПТП на все режимы эксплуатации: возможна ситуация, что даже применение ПТП не делает режим рациональным в силу того, что необходима большая её концентрация.

#### Библиографический список

1. Mechanics and Prediction of Turbulent Drag Reduction with Polymer Additives [Electronic resource]. – Access mode: <http://www.annualreviews.org/doi/pdf/10.1146/annurev.fluid.40.111406.10215>.
2. Бархатов, А. Ф. Разработка методов энергоэффективной эксплуатации магистральных нефтепроводов на основе оптимизации технологических режимов: дис. ... канд. техн. наук: 25.00.19 / Бархатов Александр Федорович. – Москва, 2017. – 160 с.
3. Краус, Ю. А. Проектирование и эксплуатация магистральных нефтепроводов. Часть 1: Основные факторы, влияющие на особенности эксплуатации и выбор проектных параметров магистральных нефтепроводов: монография / Ю. А. Краус. – Омск: ОмГТУ, 2010. – 109 с.

## Разработка технологии снижения обводненности горизонтального участка ствола нефтедобывающей скважины

Дугбее Томас Мвинсонгбу

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Технология реализуется следующим образом.

Производится бурение скважины 1 с горизонтальным окончанием 2 в продуктивном горизонте 3. Осуществляются работы по цементированию ствола скважины 1, в том числе и горизонтального участка 2. После этого проводятся перфорационные работы в горизонтальном участке с образованием перфорационных отверстий 4 (Рисунок 1).

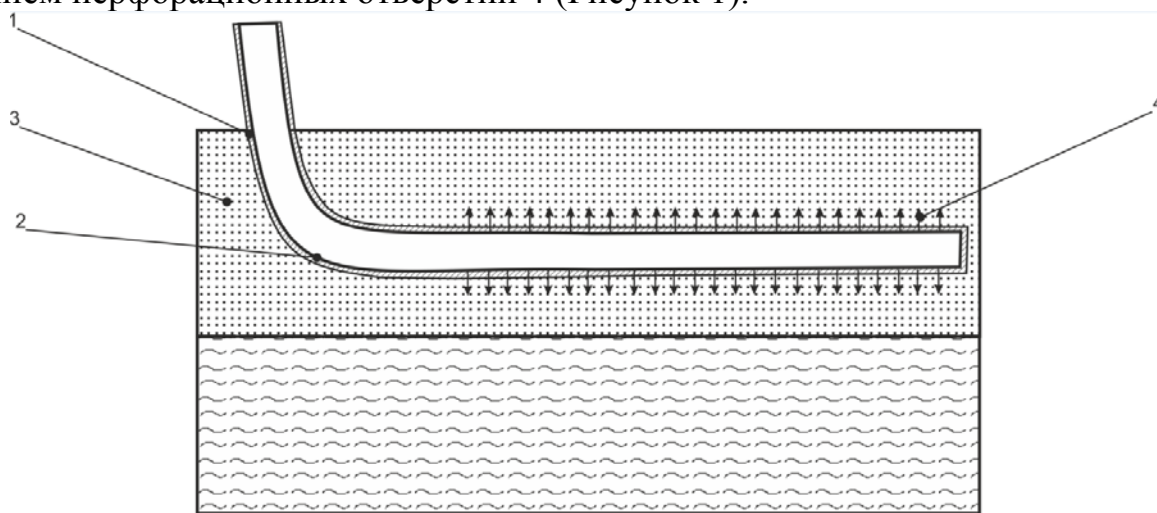


Рисунок 1. Бурение скважины с горизонтальным окончанием  
1 – скважина; 2 – горизонтальное окончание; 3 – продуктивный горизонт;  
4 – перфорационные отверстия

После этого производится спуск в горизонтальный участок 2 хвостовика 5 с центраторами 6 и пакерами 7, расположенными друг от друга на определенном расстоянии. Между заколонными пакерами 7 расположены патрубки 8 с технологическими отверстиями 9. Между отверстиями 9 помещается водонабухающий материал в виде колец 10 (к примеру, можно рекомендовать материал, который применяется в пакерах водонабухающего действия).

Сами патрубки 8 находятся под кожухом 11. Пространство между кожухом 11 и патрубками 8 заполнено пропантом определенной фракции (к примеру 16/30), обработанного гидрофобным материалом (к примеру, селсисквиоксанами или силазанами). При движении нефти через такой гидрофобный фильтрующий элемент гидравлическое сопротивление будет небольшим. В случае же начала поступления пластовой воды, либо пластового флюида с высоким процентом обводненности, будет создаваться дополнительное гидравлическое сопротивление в определенном участке горизонтального ствола скважины (Рисунок 2).

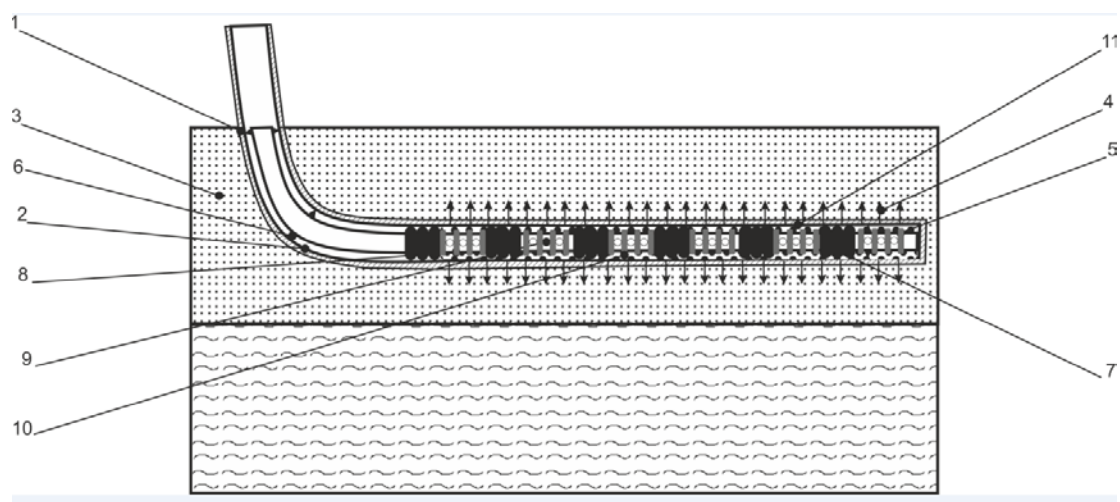


Рисунок 2. Спуск в горизонтальный участок хвостовика с центраторами и пакерами

1 – скважина; 2 – горизонтальное окончание; 3 – продуктивный горизонт; 4 – перфорационные отверстия; 5 – хвостовик; 6 – центраторы; 7 – пакеры; 8 – патрубки; 9 – технологические отверстия; 10 – кольца; 11 – кожух

В случае если пластовая вода 12 прорвется из водоносного горизонта 13 и начнет поступать в скважину 1 через патрубок в определенном интервале горизонтального ствола (Рисунок 3), кольца 10 из водонабухающего материала начнут увеличиваться в объеме, перекрывать технологические отверстия 9 патрубка 8 (Рисунок 4).

Таким образом, обеспечится изоляция водопритока отдельного интервала в горизонтальном участке ствола нефтедобывающей скважины, снижается обводненность продукции нефтедобывающей скважины.

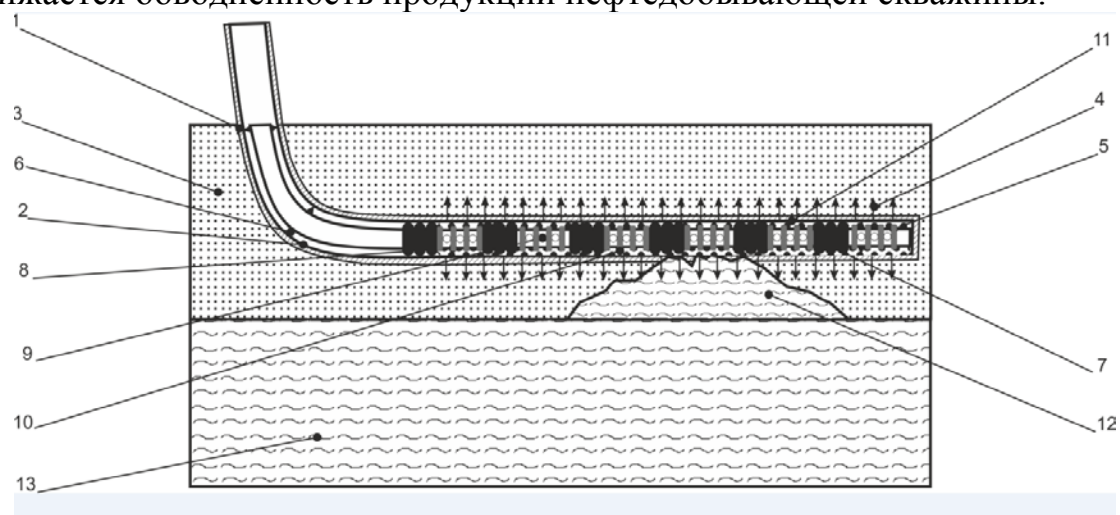


Рисунок 3. Прорыв пластовой воды

1 – скважина; 2 – горизонтальное окончание; 3 – продуктивный горизонт; 4 – перфорационные отверстия; 5 – хвостовик; 6 – центраторы; 7 – пакеры; 8 – патрубки; 9 – технологические отверстия; 10 – кольца; 11 – кожух; 12 – пластовая вода; 13 – водоносный горизонт



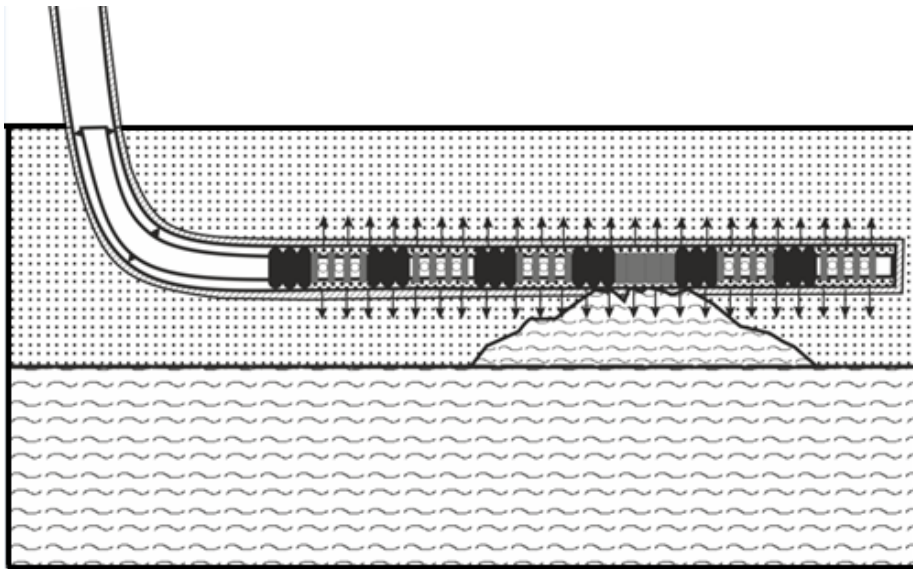


Рисунок 4. Прорыв пластовой воды

#### Библиографический список

1. Клещенко, И. И. Теория и практика ремонтно-изоляционных работ в нефтяных и газовых скважинах: учебное пособие / И. И. Клещенко, Г. П. Зозуля, А. К. Ягафаров. – Тюмень, ТюмГНГУ – 2010. – 340 с.

Научный руководитель: Леонтьев Д.С., ассистент.

#### **Повышение продуктивности горизонтальных скважин**

*Евтеев С.А.*

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

Для сохранения гидродинамической связи пласта и скважины необходимо использование качественных буровых растворов, таких как безглинистых полимер-алюминатных карбонатных растворов или растворов на нефтяной основе. Но исключить когматацию пород продуктивного пласта практически невозможно при любом качестве бурового раствора, так как она также зависит от дисперсионной характеристики частиц разбуриваемой породы. Поэтому требуется разработка специальных технологий, действующих во всем интервале вскрываемого продуктивного пласта, для повышения проницаемости призабойной зоны.

Для повышения гидропроводности горизонтальной скважины, первым образом требуется удаление последствий процесса бурения. Это возможно осуществить при помощи метода разглинизации, который может быть выполнен при помощи бикарбоната натрия или двухатомных спиртов жирного ряда.

Вторым шагом является удаление связанной воды и образовавшихся в процессе бурения стойких эмульсий. Дальнейшие операции идут в такой

последовательности: блокирование вертикальной трещиноватости, повышение общей проницаемости горизонтальной части ствола кислотными микроэмульсиями или кислотными растворами, удаление продуктов реакции.

Перечисленные методы могут рассматриваться как самостоятельные виды работ, нацеленные на восстановление гидропроводности и повышение проницаемости пласта. Но данные виды работ, как и вопросы, связанные с эксплуатацией и ремонтом горизонтальных и горизонтально-разветвлённых скважин, на сегодня в значительной степени отстают от технологии строительства данных скважин.

#### Библиографический список

1. Сучков, Б. М. Горизонтальные скважины / Б. М. Сучков. – Москва-Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2006. – 424 с.
2. Гилязов, Р. М. Бурение нефтяных скважин с боковыми стволами / Р. М. Гилязов – Москва: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. – 255 с.

Научный руководитель: Колев Ж.М., канд. тех. наук, доцент.

#### **Расчет объема внедренной воды в залежь**

*Журавлева А.С.*

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

Процесс разработки месторождения – достаточно сложный процесс, который подразумевает эффективное и экономически рентабельное извлечение нефти с применением современных технологий. Для этого требуется достоверная информация о физических свойствах флюида и породы, о геологическом строении залежи и о том, как изменяются основные параметры при эксплуатации.[1] Материальный баланс – метод, основанный на динамике промысловых данных, которые в большинстве случаев регистрируются на всех этапах разработки месторождения.[2] Метод материального баланса является важным инструментом для оценки свойств пласта и позволяет:

- Оценка внедренной воды на основе промысловых данных;
- Определение параметров системы; (давления, запасов флюида, накопленных отборов);
- Получение исходных данных для фильтрационного моделирования.
- Энергетическое состояние пластовой системы и ее элементов

На его основе определяются параметры и свойства системы, которые затем могут использоваться в качестве исходных данных для численного моделирования.

При снижении давления в системе месторождения происходит изменение свойств и объема отдельных компонентов системы. К таковым относятся: нефть с растворенным в ней газом, газ в газовой шапке, пластовая вода и скелет порового пространства. Здесь же необходимо учесть и суммарный приток в пласт закачиваемой воды. Уравнение материального баланса отражает баланс объемов, осуществляемый путем приравнивания наблюдаемой накопленной добычи к приращению объема флюидов. Накопленная добыча выражается через отобранный объем, приведенный к пластовым условиям. Он равен сумме приращений вследствие расширения объема нефти с растворенным в ней газом, газовой шапки и уменьшения порового объема, занимаемого углеводородами и суммарного притока воды в пласт.

Залежь может оказаться в условиях газового режима в том случае, когда процесс разработки не сопровождается значительным притоком воды в нее из прилегающей водоносной области, что приводит к значительному снижению давления. Т.е. при отсутствии большой водоносной области. Как следствие, поровый объем залежи, занимаемый углеводородами, в процессе разработки не уменьшается. Мат.бал для данной накопленной добычи, приведенной к стандартным условиям, при снижении среднего пластового давления определяется как:  $\text{Накопленная добыча газа} = \text{Начальные запасы газа в залежи} - \text{Объем газа, оставшегося в залежи}$ . В этом уравнении предполагается что, объем порового пространства остается неизменным. Если включить в уравнение мат. Баланса выражения, отражающее уменьшение объема порового пространства, занятого углеводородами, вследствие расширения остаточной воды и уменьшения порового пространства, то это изменит его всего на 1,3%. Поэтому им пренебрегают.

При наличии притока воды в залежь газонасыщенный поровый объем залежи уменьшается при снижении давления на величину суммарного притока.[3] Также не принимаются во внимание расширения остаточной воды и уменьшения порового пространства.  $W_e E_i/G$  - поровый объем залежи, первоначально заполненный углеводородами и затем занятый водой. При данной накопленной добыче газа пластовое давление поддерживается на более высоком уровне.

При подсчете запасов, уравнение МБ имеет неопределенный параметр, который характеризует суммарный приток воды. -  $W_e$ . Целью данной работы является расчет количества воды, внедренного в залежь. Существует несколько методов для расчета притока воды в нефтенасыщенную часть залежи. Метод Ван Эвердигена и Хёрста основан на использовании предположения о квазипостоянстве давления на каждом расчетном шаге: давление в области первоначального водонефтяного контакта уменьшается на конечную величину  $\Delta p$  и затем поддерживается на этом низком уровне, что приводит к ограниченному притоку воды из законтурной зоны. В нем рассчитывается безразмерная функция притока воды в залежь в зависимо-



сти от относительного размера эквифера и его радиальной геометрии. Метод Ван Эвердигена и Хёрста имеет самое точное решение уравнения диффузии, но требует сложных преобразований и использования суперпозиции, и данных контура питания эквифера и его реальные размеры, которые не всегда известны. Метод Фетковича не предполагает определенной геометрии водоносного горизонта и обеспечивает простое решение уравнение диффузии. В данном методе моделирование притока воды из водоносной области в залежь происходит таким же образом, как и притока нефти из залежи в скважину. Метод Картера-Трейси использует решение уравнения диффузии при постоянном конечном дебите. Величина притока подошвенных вод определяется в зависимости от безразмерно давления  $PD(tD)$  от безразмерного времени  $tD$ .

В данной работе было осуществлено создание тестовой модели, в которой заложены физико-химические свойства реального месторождения Западной Сибири, проинтегрированы все свойства, такие как: глубина залегаания, физико-химические свойства пластовой системы, фильтрационные характеристики залежи.

Также была построена секторная модель месторождения и на ее основе выполнены расчеты и сравнения выбранных методов с фактическими замерами. По результатам исследования можно сделать вывод, о том, что метод Ван Эвердигена и Хёрста наиболее совпадает с фактическими замерами, а значит является наиболее оптимальным для использования в модельных расчетах и прогнозирования.

#### Библиографический список

1. Дейк. Л. П. Практический инжиниринг резервуаров / Л. П. Дейк. – Москва: Библиотека нефтяного инжиниринга, 2009. – 668 с.
2. Дейк Л. П. Основы разработки нефтяных и газовых месторождений / Л. П. Дейк. – Москва: ООО «Премииум Инжиниринг», 2009 – 572 с.
3. Уолкотт Д. Разработка и управление месторождениями при заводнении / Дон Уолкотт. – Москва: Юкос, 2001 – 144с.

#### **Аналитические методы прогнозирования дебита горизонтальных скважин**

*Зомарева Е.В.*

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

Оценка и прогнозирование дебита скважины на этапе проектирования имеет очень высокую степень важности. Это применимо к любой скважине, будь то вертикальная, наклонно-направленная или горизонтальная. Для горизонтальных скважин прогнозирование дебитов очень значимо, ввиду того, что их стоимость в разы отличается от вертикальных и наклонно-направленных, поэтому оценка эффективности бурения именно

горизонтальных скважин необходимо обосновать технологически и экономически. Но на этапе проектирования невозможно со стопроцентной точностью спрогнозировать то, как будет работать скважина и сколько продукции из нее можно добывать.

Тем не менее, многие специалисты проводили математические расчеты с целью прогнозирования дебита горизонтальных скважин на основе минимального количества используемых параметров, набор которых доступен на начальном этапе проектирования разработки месторождения на основе экспериментальных и лабораторных исследований.

В настоящее время оценить добычные возможности горизонтальных скважин можно многими методами, но основными считаются:

- формула Борисова (1.1):

$$Q_{\Gamma} = \frac{2\pi kh}{\mu_{н}B} * \frac{\Delta P}{\ln \frac{4R_k}{L} + \frac{h}{L} * \ln \frac{h}{2\pi r_c}} \quad (1.1)$$

- формула S.Joshi (1.2):

$$Q_{\Gamma} = \frac{2\pi kh}{\mu_{н}B} * \frac{\Delta P}{\ln \frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2} + \frac{h}{L} * \ln \frac{h}{2\pi r_c}} \quad (1.2)$$

$$\text{где } a = \frac{L}{2} * \sqrt{\frac{1}{2} + \sqrt{\frac{1}{4} + \left(\frac{2R_k}{L}\right)^4}}$$

- формула Giger (2.3):

$$Q_{\Gamma} = \frac{2\pi kh}{\mu_{н}B} * \frac{\Delta P}{\ln \frac{1 + \sqrt{1 - (L/2R_k)}}{L/2R_k} + \frac{h}{L} * \ln \frac{h}{2\pi r_c}} \quad (1.3)$$

где  $Q_{\Gamma}$  – дебит нефти горизонтальных скважин м<sup>3</sup>/сек;

$a$  – большая полуось эллипса дренирования, м;

$k$  – горизонтальная проницаемость пласта м<sup>2</sup>;

$\Delta P$  – депрессия на пласт, Па;

$h$  – нефтенасыщенная толщина, м;

$\mu$  – вязкость нефти в пластовых условиях Па·с;

$L$  – длина горизонтальной части ствола скважины, м;

$B_0$  – объемный коэффициент нефти.

В рассмотренных примерах прогнозирования и дебита принимаются следующие допущения:

1 – параметр анизотропии опущен;

2 – радиус контура питания в расчетах принят как половина длины горизонтального участка, от которого зависит большая полуось эллипса дренирования дебита и соответственно дебит ГС;

3 – депрессия на пласт выбирается как средний параметр в Па;

4 – параметры проницаемости, нефтенасыщенной толщины и вязкости нефти берутся для конкретных пластов, без учета их изменения в пространстве.

Таким образом, при определении дебита скважины следует учитывать следующие положения:

- с увеличением длины горизонтального ствола снижается интенсивность роста дебита;
- различные методики расчета дебита дают погрешность в расчетах примерно в 4 %;
- принятые в расчетах допущения предоставляют еще более высокую степень погрешности расчетов, но позволяют на начальном этапе, при наличии минимального числа характеристик пласта, спрогнозировать дебит горизонтальной скважины.

Начальный дебит ГС кроме затронутых параметров зависит от доли вскрытого интервала, толщины вскрытого интервала, числа пересечений продуктивных пропластков горизонтальным стволом.

#### Библиографический список

1. Бердин, Т. Г. Проектирование разработки нефтегазовых месторождений системами горизонтальных скважин [Текст] / Т. Г. Бердин. – Москва: Недра, 2001. – 187 с.
2. Булатов, А. И. Бурение горизонтальных скважин [Текст] / А. И. Булатов, Е. Ю. Проселков, Ю. М. Проселков. – Краснодар: Совет. Кубань, 2008. – 342 с.
3. Кочетков, Л. М. Методы интенсификации процессов выработки остаточных запасов нефти [Текст] / Л. М. Кочетков. – Сургут: РИИЦ «Нефть приобья», 2005. – 112 с.

Научный руководитель: Мулявин С.Ф., профессор, доктор техн. наук.

#### **Особенности строения шарошек, породоразрушающего инструмента: инновационного трёхшарошечного PDF долота**

*Игнатьев С.А., Некрасов Р.Ю.*

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

Долота являются одним из основных элементов любого бурового инструмента. Именно на долото ложится основная нагрузка по механическому разрушению горной породы. Сам термин «долото» появился на начальном этапе развития техники бурения. На тот период времени проходку скважин осуществляли единственным из способов - ударным бурением. Соответственно, буровое долото визуально представляло собой, что-то очень похожее на плотницкий инструмент с таким же названием.

На сегодняшний день существует большое количество разновидностей буровых долот. Они различаются как по назначению, так и характеру воздействия на горную породу и по виду рабочих частей. Из последних выделяются шарошечные долота. Данным видом долот производится основной объем бурения нефтяных и газовых скважин.

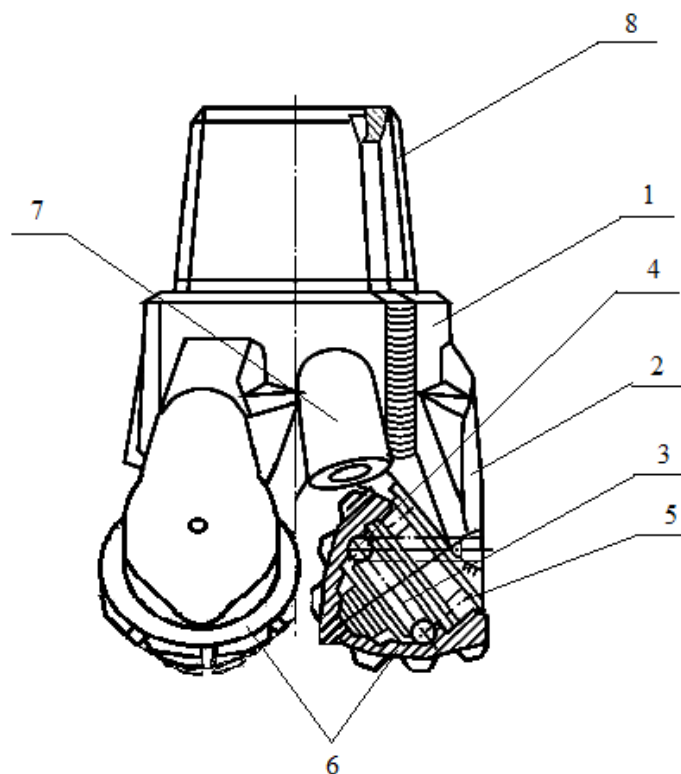


Рисунок 1

Шарошечное долото включает в себя следующие элементы:

1 – корпус; 2 – лапа; 3 – цапфа; 4 – подшипник (скольжения); 5 – подшипник (качения); 6 – шарошки; 7 – сопло; 8 – присоединительная головка.

Рисунок 1.

Шарошка является основным породоразрушающим элементом и от особенностей её конструкции зависит способ и интенсивность разбуривания горных пород.

Инновационная конструкция шарошки представляет собой, расположение трапецеидального вооружения в виде кулачков по спирали, на поверхности всей шарошки с алмазными вставками на вершине каждого кулачка. Данная конструкция позволяет выполнять несколько процессов направленных на разрушение горной породы одновременно. В их числе: скалывание – за счёт ударного воздействия твердосплавных вставок; дробление – осуществляемое формообразующим вооружением (кулачками); и резание (преимущественно мягких пород) – за счет перемещения винтовой линии режущей кромки импровизированного вооружения.

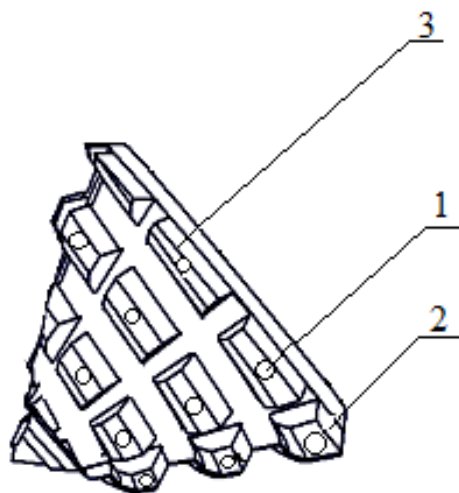


Рисунок 2

Инновационная конструкция шарошки включает: 1 – твердосплавные (алмазные) вставки; 2 – основное вооружение (кулачки); 3 – режущие кромки образованные на винтовой линии основного вооружения.

Инновационное шарошечное PDC долото предполагает как функциональное так внешнее изменение формы вооружения шарошек. Обладает рядом преимуществ, такими как: большее количество одновременно выполняемых операций на забое скважины; улучшенная конструкция шарошки и оптимальное расположение основного вооружения увеличивает срок эксплуатации и повышает интенсивность проходки скважины. Включенные в конструкцию данного долота алмазные вставки добавляют способность применения его не только в мягких породах но и в породах средней твёрдости.

Что и делает данный вид породоразрушающего инструмента практически универсальным.

#### Библиографический список

1. Буровое оборудование : справочник / В. Ф. Абубакиров, Ю. Г. Буримов, А. Н. Гноевых [и др.]. – 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.

Научный руководитель: Некрасов Р.Ю., канд. техн. наук, доцент

## К вопросу о целесообразности использования осцилляторов для бурения наклонно-направленных скважин

Исанбердин В.М.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

При бурении наклонно-направленных скважин, особенно с горизонтальным окончанием возрастает вероятность прихватов, вследствие увеличения силы трения из-за возросшей поверхности контакта бурильного инструмента со стенкой скважины. По этой же причине ухудшается доведение осевой нагрузки до забоя. Для борьбы с данными проблемами используется множество методов, которые можно разделить на химические и физические. К химическим относятся использование различных смазок. К физическим – использование специальных устройств: осцилляторов, демпферов, ясов и др.

В данной статье будут рассматриваться осцилляторы.

Ознакомимся с принципом работы осциллятора. На рис. 1 приведена схема осциллятора. Поток жидкости, проходя через верхний диффузор 5, воздействует на клапан 3, заставляя его колебаться. Канал течения жидкости частично перекрывается в определённые моменты времени, что создаёт перепады давления. В результате, создаются низкочастотные вибрации, способствующие снижению силы трения.

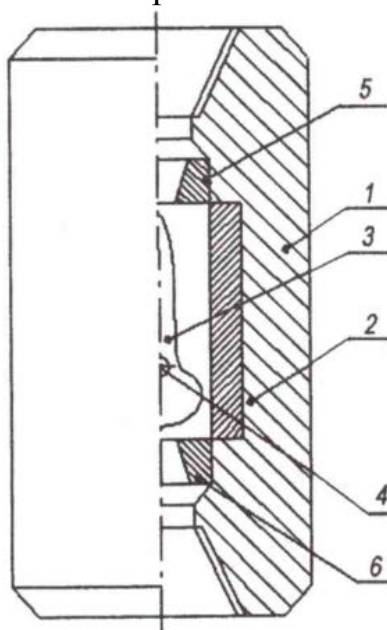


Рисунок 1. Осциллятор

1 – корпус; 2 – втулка; 3 – клапан; 4 – ось; 5 – верхний диффузор;  
6 – нижний диффузор

На рисунке 2 приведена схема системы осциллятор. В данном случае пульсация давления достигается с помощью силовой и клапанно-подшипниковых секций. Генератор импульсов нужен для преобразования

пульсации давления в механические колебания. Он состоит из сердечника, подпружиненного вдоль оси. Под воздействием давления происходит удлинение генератора импульса. При сбросе давления сердечник возвращается в исходное положение под действием пружин. За счёт этого создаются продольные колебания.



Рисунок 2. Система осциллятор

Имеется опыт применения осцилляторов и систем осцилляторов. В работе [1] приводятся результаты применения осциллятора-турбулизатора. Согласно ним, проходка на долото возросла на 35%, а механическая скорость на 21%. В работе [2], рассматривающей систему осциллятор, в результате исследования ожидается увеличение механической скорости проходки при использовании данной системы на 20%. В работе [3] приводятся результаты применения системы осциллятор AGT-066. Согласно ним, скорость проходки увеличилась почти вдвое, а количество посадок и затяжек снизилось вдвое по сравнению со скважиной, бурившейся компоновкой без осциллятора.

Таким образом, из результатов приведённых исследований следует, что применение осцилляторов является целесообразным, поскольку их использование приводит к существенному увеличению скорости проходки и снижению прихватов за счёт снижения силы трения.

#### Библиографический список

1. Хузина, Л. Б. Техника для снижения сил трения при бурении горизонтальных участков скважин / Л. Б. Хузина, С. В. Любимова, А. Ф. Шайхутдинова // Нефтепромысловое дело. – 2016. – № 9. – С. 38-42.

2. Применение современных технологических средств для снижения коэффициента трения бурильной колонны при строительстве наклонно-направленных и горизонтальных скважин / Г. И. Журавлёв [и др.] // Геология, география и глобальная энергия. – 2017. – № 2 (65). – С.47-53.

3. Казанцев, М. Ф. Особенности компоновки низа бурильной колонны при бурении отложений баженовской свиты на примере скважин площади Н (ЯНАО) / М. Ф. Казанцев // Новые технологии – нефтегазовому региону: материалы междунар. науч.-практ. конф. – Тюмень, 2016. – С. 22-25.

Научный руководитель: Леонтьев Д.С., ассистент.

### **Система автобурения «Stream-AutoDigger»**

*Исламгулов Д.Р.*

*Тюменский индустриальный университет, г. Нижневартовск*

Западная Сибирь - ключевой добывающий регион нашей страны. Его текущие извлекаемые запасы составляют почти 18 млрд. т. Однако за последние 10 лет добыча здесь сократилась на 10% из-за ухудшающейся сырьевой базы [1]. Наиболее перспективными методами ГТМ в регионе являются эксплуатационное бурение и ЗБС. Соответственно, для получения экономической прибыли необходимо либо сократить сроки строительства скважины за счет уменьшения времени механического бурения, либо повысить эффективность бурения, с целью увеличения добычи нефти.

В настоящий момент буровые установки оборудованы механическим контролем тормоза лебедки, управление которым осуществляет бурильщик находясь на столе роторе. В процессе работы бурильщик подвержен тяжелым условиям труда вследствие пребывания на открытом воздухе, порой при очень низких или высоких температурах окружающей среды. В процессе работы приходится контролировать множество параметров бурения. Данные факторы, а также следствие утомления и невнимательности приводят к нестабильной подаче нагрузки на долото. Как известно, 21 век - это век технологий. Для исключения влияния человеческого фактора и ускорения механической проходки предлагается к применению система автобурения «Stream-AutoDigger»

Новизна заключается в том, что технология позволяет модернизировать буровые станки старого типа с механическим контролем тормоза лебедки. Ожидаемое увеличение механической скорости бурения достигается за счет сокращения времени на ориентирование бурильного инструмента и поддержание бурения в оптимальном режиме. Система автоматически поддерживает заданный уровень нагрузки на долоте, перепада давления в нагнетательной линии и механической скорости бурения, не допуская превышения предельно-допустимого уровня. На



рычаге тормоза лебедки закрепляют управляющий электрогидравлический привод. Подключение обеспечивает блокировку лебедки в случае отказа оборудования и предусматривает возможность легко произвести механическое отключение системы и перевод на ручное управление. Данная мера позволяет исключить любые возможные инциденты при отказе оборудования системы. Технология позволяет сократить срок строительства скважин путем увеличения механической скорости бурения при бурении под тех. колонну, экс. колонну и хвостовик за счет автоматического/электронного комбинированного контроля за отклонениями от предварительно заданных параметров: нагрузка на долото, перепад давления на забое и максимальная механическая скорость бурения. Встроенное программное обеспечение позволяет записывать в память и одновременно осуществлять дистанционный мониторинг заданных и текущих параметров бурения.

У данной системы есть ряд особенностей, а именно:

-Период обновления данных по бурению в режиме реального времени – 1 секунда

-Все отчеты обновляются каждые 15 минут

-Функция чата позволяет задокументировать общение персонала на буровой с офисом

-Любой пользователь имеет возможность настроить экран просмотра согласно своим требованиям

-Возможность просмотра/выгрузки как текущих, так и завершенных скважин

-Работа с архивом скважин

Преимущество системы перед обычным способом бурения достигается за счет постоянного автоматического контроля режима и минимального влияния человеческого фактора. Система осуществляет несколько управляющих манипуляций в секунду с целью не допустить превышения допустимого уровня, но при этом, обеспечить максимальную механическую скорость проходки (МСП)

Данная система автоматического бурения позволяет:

1) Снизить среднюю нагрузку на долото, а также увеличение срока его службы;

2) Увеличение срока службы забойного двигателя и других элементов КНБК вследствие снижения в них вибраций и износа. Результатом является плавная подача, без ударов и срывов.

3) Снизить дифференциальный перепад и давление буровых насосов, из-за корректной подачи нагрузки на долото;

4) Увеличить стойкость долота по причине отсутствия срывов на забой отсутствие человеческого фактора;

5) Сбор данных в 50мс позволяет детализировать информацию вплоть до 1 секунды

Технология проходила промышленные испытания на месторождениях, принадлежащих публичному акционерному обществу «Варьеганнефтегаз». Таблица испытаний прилагается.

Таблица 1.

Достигнутые показатели на разных кустах

Место-рожде-ние	Куст	Сква-жина	Ø	Проход-ка за ин-тервал, м	Пла-новая МСП, м/ч	Пла-новое время бурения ин-терва-ла, час	Фак-тиче-ская МСП, м/ч	Фак-тиче-ское время бурения ин-терва-ла, час	Увеличе-ние ме-ханиче-ской ско-рости (%)
Узун-ское	2	245	295,3	787	85	9,26	88,43	8,90	4,03%
Ван-Еган-ское	4	3493	123,8	83	17	4,77	21,28	3,90	25,19%
Хохря-ковское	110	2520Г	220,7	2081	40	52,03	51,79	40,18	29,48%
Хохря-ковское	110	2521Г	220,7	2009	40	50,23	56,75	35,40	41,88%
Ван-Еган-ское	16	6049	123,8	641	14	45,79	20,87	30,71	49,09%
Хохря-ковское	110	2520Г	155,6	399	14	28,50	23,20	17,20	65,70%
Ван-Еган-ское	4	3493	123,8	412	17	24,24	30,63	13,45	80,19%
Хохря-ковское	110	2521Г	155,6	420	14	30,00	28,71	14,63	105,06%

На основании полученных экспериментальных данных можно сделать вывод:

- Технология успешно прошла промышленные испытания
- Система “Stream” с функцией “Автобурение” является эффективной, а также технологически и экономически целесообразной.
- Сокращение времени строительства скважины в 2018 г. составило 94,25 часов или 3,93 суток.
- Экономический эффект по бурению составил 308420 рублей.

Библиографический список:

1. Выгон, Г. В. Добыча нефти в Западной Сибири: перезагрузка [Электронный ресурс] / Г. В. Выгон, Д. В. Козлова // Выгон Консалтинг. – 2018. – Режим доступа: [http://vygon.consulting/upload/iblock/da4/vygon\\_consulting\\_western\\_siberia\\_oil\\_production\\_reboot.pdf/](http://vygon.consulting/upload/iblock/da4/vygon_consulting_western_siberia_oil_production_reboot.pdf/).

Научный руководитель: Кривых И.А., начальник отдела инноваций ПАО «Варьеганнефтегаз».

## **Коррозионно-механические исследования стали 20**

*Ишбулдина А.А.*

*Уфимский государственный нефтяной технический университет, г.Уфа*

Приводя к преждевременному износу и выходу из строя конструкций, коррозия наносит значительный ущерб экономике и экологии. В процессе эксплуатации многие металлоконструкции находятся в условиях совместного воздействия агрессивных сред (природных и/или технологических) и механических нагрузок. При этом ущерб от совместного действия коррозии и механических напряжений часто оказывается более существенным, чем при простом «наложении» повреждений, вызванных механической нагрузкой и влиянием агрессивной среды, действующих по отдельности.

При механохимической коррозии нагруженных элементов конструкций их толщина уменьшается вследствие коррозионного растворения. Утонение приводит к возрастанию напряжений (при неизменной нагрузке), что, в свою очередь, ускоряет коррозионный процесс, вызывая ещё более быстрое утонение [1].

Таким образом, для моделирования процесса механохимической коррозии, которая имеет место на газопроводах, и дальнейшего его изучения были поставлены следующие задачи[2]:

- изготовить образцы из стали 20, применяемых для строительства газопроводов;
- провести испытания на растяжение на разрывной машине в различных условиях (на воздухе, в агрессивных средах и средах, содержащих ингибиторы коррозии);
- выполнить испытания образцов на многоцикловую усталость;
- на основании проведенных исследований разработать рекомендации по профилактике механохимической коррозии.

Для испытаний на растяжение по ГОСТ 1497-84 [3] были подготовлены образцы круглого сечения из стали 20, которые показаны на рисунке 1.

Испытания проводились на разрывной машине ИР 5113-100. Скорость нагружения составила 0,5 мм/мин.



Рисунок 1. Образцы круглого сечения из стали 20

Были получены результаты испытаний на воздухе. В результате замера потенциала во время испытаний через каждые 5 минут определили, что за 2 минуты до разрыва происходит снижение значение потенциала образцов. Среднее время до разрушения для двух образцов из стали 20 составило 34 минуты.

Для растяжения образцов в жидких агрессивных средах планируется применять специально разработанную коррозионную ячейку, общий вид которой представлен на рисунке 2.



Рисунок 2. Коррозионная ячейка, установленная на разрывную машину

При испытании образцов на статическое растяжение определяются:

- прочность наиболее слабого участка образца на воздухе, в агрессивной среде и в агрессивной среде с применением ингибитора коррозии;
- изменение потенциала стального образца при нагружении в зависимости от величины приложенной нагрузки;
- временное сопротивление наиболее слабого участка.

Для испытаний на многоцикловую усталость были изготовлены плоские образцы из стали 20. В результате будут получены такие данные, как время до зарождения трещины, скорость роста трещины, количество циклов до разрушения.

В результате будут разработаны рекомендации по профилактике механохимической коррозии материала газопроводов на основании данных, полученных для образцов из стали 20.

#### Библиографический список

1. Седова, О. С. Моделирование механохимической коррозии сферических сосудов давления: автореф. дис. на соиск. уч.ст канд. физ.-мат. наук: 29.09.2016 / Ольга Сергеевна Седова; Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого. – Санкт-Петербург, 2016. – 3 с.

2. Шарифуллин, Ш. Ф. Коррозионно-механическая прочность сварных соединений из стали 17ГС в 3% NaCl: дис. магист.: 01.06.2004 / Шамиль Фанисович Шарифуллин; УГНТУ. – Уфа, 2004. – 41с.

3. ГОСТ 1497-84. Металлы. Методы испытаний на растяжение (с Изменениями N 1, 2, 3). – Введ. 1986-01-01. – Москва: Изд-во стандартов, 1986. – С.78-84.

Научный руководитель: Тюсенков А.С., канд. техн. наук, доцент.

### Усовершенствование системы регулирования перепада давления на контактных уплотнениях газотурбинного двигателя ДГ90

Каймульдинов И.О., Фаслетдинов А.Д.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Для обеспечения наддува масляных полостей с целью уменьшения утечек воздуха через уплотнения, работающие с высоким уровнем давления на входе, и поддержания оптимального перепада давлений на контактных уплотнениях, используется система суфлирования с применением регулятора перепада давления (РПД). [1].

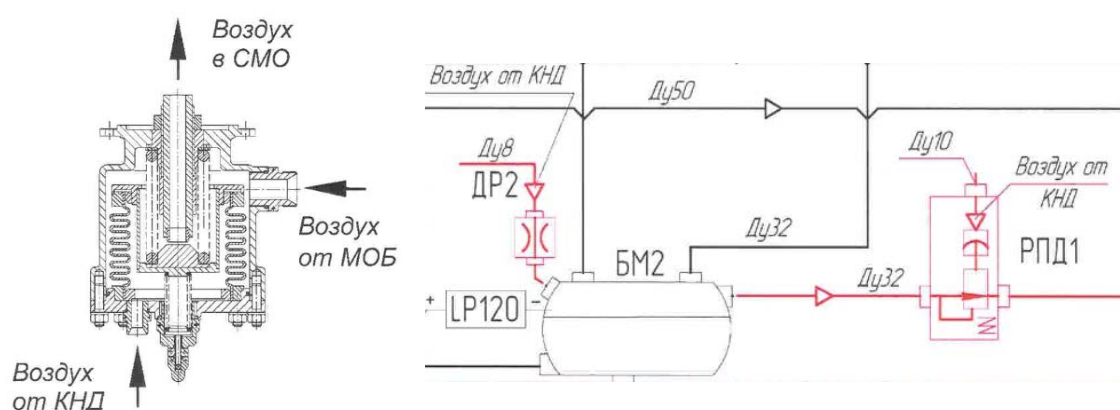


Рисунок 1. Регулятор перепада давления

Так, вследствие с находящимися в эксплуатирующих организациях досрочным съемами двигателей ДГ90 по причине падения перепада давления воздуха на контактных уплотнениях заднего корпуса компрессора вы-

сокого давления (ЗК КВД), была проведена работа по исследованию причины возникновения имеющегося дефекта.

В процессе выполнения данной работы было выявлено:

➤ падение перепада давления воздуха на контактных уплотнениях воздуха в ЗК КВД вызвано разрушением графитовых колец в ЗК КВД со стороны турбины высокого давления (ТВД);

➤ как правило, разрушение графитовых колец происходит на двигателях, имеющих следующие конструктивные исполнения системы регулирования перепада давления на контактных уплотнениях:

Вариант 1 - подвод воздуха в маслобак (МОБ) высокого давления из-за 5,6 или 7 ступеней компрессора низкого давления (КНД) через обратный клапан и отвод масловоздушной смеси из МОБ через жиклер, установленный в штуцере маслобака;

Вариант 2 - подвод воздуха в МОБ высокого давления из-за 7 ступени КНД через дистанционно-управляемый сильфонный клапан и отвод масловоздушной смеси через жиклер, установленный в штуцере маслобака.

С целью исключения дефектов, связанных с разрушением графитовых колец в ЗК КВД приводящих к досрочным съемам двигателей ДГ90 с эксплуатации и учитывая выполненные на предприятии работы по установлению причин разрушения графитовых колец, а также возможности обеспечения необходимого перепада давления воздуха на контактных уплотнениях ЗК КВД на всех режимах работы двигателей, решили:

По варианту 1:

✓ взамен трассы отбора воздуха на наддув маслобака из-за 5-7 ступени КНД установить новую трассу отбора воздуха из-за переходника на наддув МОБ;

✓ ввести дополнительную аналогичную трассу отбора воздуха из-за переходника на наддув МОБ.

По варианту 2:

✓ исключить из системы регулирования перепада давления воздуха на контактных уплотнениях ЗК КВД сильфонный и электромагнитный клапаны;

✓ взамен трассы отбора воздуха из-за 7 ступени КНД на наддув МОБ установить новую трассу отбора воздуха из-за переходника через обратный клапан;

✓ ввести дополнительную аналогичную трассу отбора воздуха из-за переходника на наддув МОБ .

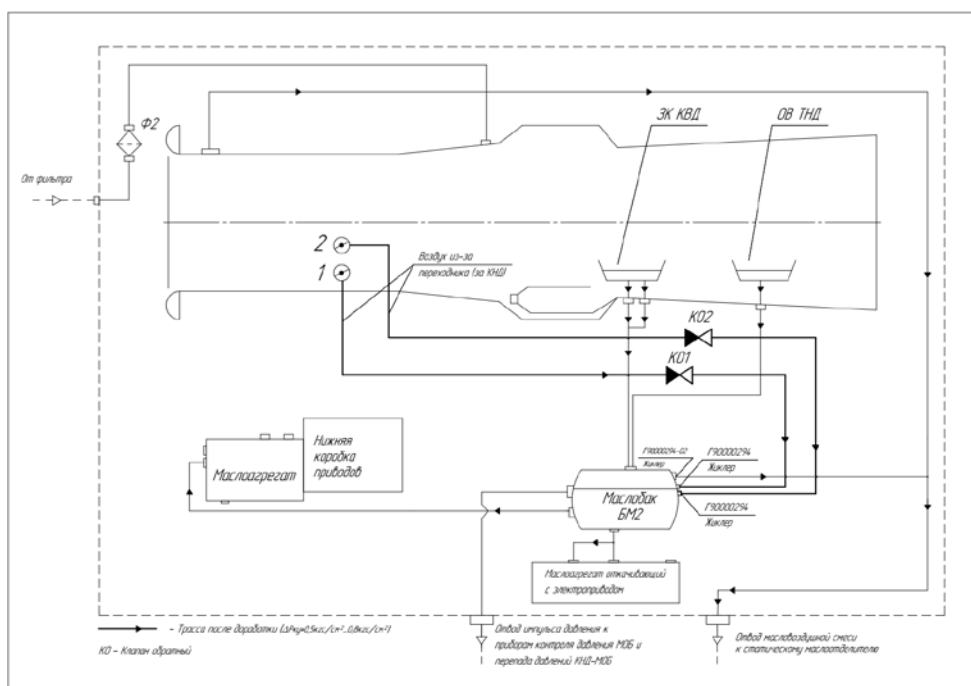


Рисунок 2. Расположение обратных клапанов на газотурбинном двигателе ДГ90.

### Библиографический список

1. Зарицкий, С. П. О методическом обеспечении системы диагностического обслуживания технологического и энергомеханического оборудования компрессорных станций / С. П. Зарицкий // Вестник двигателестроения. – 2001. – № 1. – С. 147.
2. Крутелев, М. Ю. Обзор причин аварийных съёмов двигателей ДГ90. / М. Ю. Крутелев // Газовая промышленность. – 2002. – С. 31-36.
3. Ольховский, Г. Г. Энергетические газотурбинные установки / Г. Г. Ольховский // Энергоиздат. – 1985. – С. 247.

Научный руководитель: Кабес Е.Л., к.т.н., доцент.

### Методика исследования механизма ручейковой коррозии трубопроводов

Кожевникова М.А.

Пермский национальный исследовательский политехнический университет, г. Пермь

При разработке нефтяных месторождений со временем в скважину начинают поступать пластовые воды, которые затем направляются в нефтесборный коллектор и по системе промысловых трубопроводов доставляются до пункта подготовки нефти. Наличие пластовой воды в перекачиваемой продукции обуславливает внутритрубную коррозию, при уве-

личении содержания воды в перекачиваемой жидкости выше 50%, начинает проявляться ручейковая коррозия [1]. Данный вид коррозии является наиболее опасным и способен выводить из строя промышленные трубопроводы уже через несколько месяцев начала их эксплуатации [2, 3, 4].

С целью защиты нефтепромысловых трубопроводов от ручейковой коррозии необходимо установить ее механизм в конкретных условиях и зависимости скорости коррозии от различных факторов. Относительно механизма протекания ручейковой коррозии из литературных источников по установлено, что:

- отсутствует общепринятый механизм ручейковой коррозии;
- при перекачке нефти ее обводненность и скорость потока должны обеспечивать расслоение жидкости на нефть, газ и пластовую воду;
- на внутренней поверхности трубопровода образуется оксидно-солевой слой;
- наличие механических примесей приводит к эрозии защитного оксидно-солевого слоя на нижней стенке трубопровода, в результате чего образуется гальваническая пара;
- низкое качество металла труб способствует ускорению ручейковой коррозии.

Исходя из вышесказанного, при разработке методики исследования механизма ручейковой коррозии промышленных трубопроводов следует учитывать:

- содержание различных видов солей в пластовой воде;
- количество механических примесей и их свойства (плотность, твердость, форма);
- обводненность продукции;
- скорость потока среды.

Для исследования механизма ручейковой коррозии, предлагается стенд (рисунок 1), включающий в себя: ванну (1) с металлической пластиной, имитирующей образец трубы, циркуляционный насос (3), гибкие шланги (4).

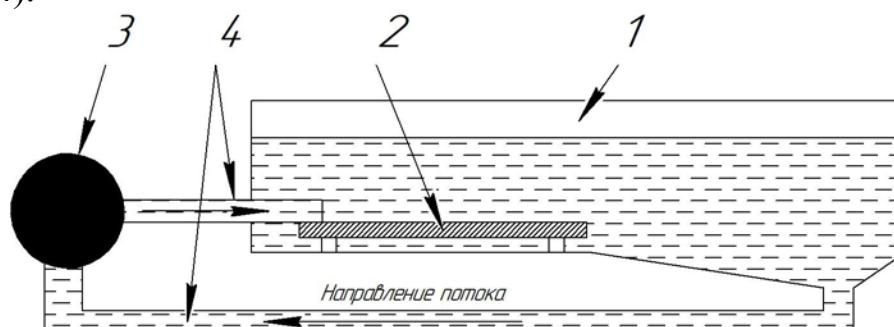


Рисунок 1. Стенд для изучения механизма ручейковой коррозии.

При помощи циркуляционного насоса и шлангов обеспечивается циркуляция жидкости в ванной, при этом подводный шланг расположен



параллельно металлической пластине, что создает имитацию потока жидкости в трубопроводе у нижней стенки. Ванна имеет вытянутую форму, в несколько раз превосходящую длину образца, для минимизации эффектов завихрения потоков. В ванне, в дальней стороне от образца имеется углубление с отводящим патрубком, подающим жидкость на прием насоса. Углубление предназначено для возможности сбора и рециркуляции механических частиц.

Методика работы на стенде следующая: металлическая пластина, имитирующая образец трубы находится в ванне и полностью погружена в модель пластовой воды. В ванне стенда поддерживается постоянная температура, одновременно во вторую емкость с пластовой водой, помещается аналогичная металлическая пластина как контрольный образец. Перед установкой образцы тщательно зачищаются от ржавчины и взвешиваются.

Во время экспозиции образцов через определенное время (сутки – неделя) происходит визуальное наблюдение за процессом коррозии. В ходе всего эксперимента фиксируются изменения в составе и свойствах модели пластовой жидкости, в случае значительного отклонения содержания солей или рН, производят замену жидкости в обеих ваннах – контрольной и исследуемой.

При появлении явных признаков возникновения ручейковой коррозии извлекают образцы и производят их визуальный осмотр и взвешивание, рассчитывают потерю массы и скорость коррозии образцов.

Предлагаемый стенд позволяет оценить вклад факторов (обводненность, содержание солей и механических примесей, скорость потока) и их совокупности на скорость ручейковой коррозии, а также выявить механизм протекания ручейковой коррозии.

#### Библиографический список

1. Попов, Г. Г. Определение основных закономерностей возникновения "ручейковой" коррозии трубопроводов / Г. Г. Попов, Е. А. Кривокрысенко // Актуальные вопросы в науке и практике : сборник статей по материалам IV международной научно-практической конференции. В 5-ти частях. 2017. – С. 182-187.

2. Саакисян, Л. С. Защита нефтепромыслового оборудования от коррозии / А. П. Ефремов, И. А. Соболева – Москва: Недра, 1985. – 206 с.

3. Защита нефтепромыслового оборудования от коррозии / Э. М. Гутман [и др.]. – Москва: Недра, 1983. – 152 с.

4. Бекбаулиева, А. А. Совершенствование методов и технических средств защиты промысловых трубопроводов от внутренней коррозии: автореф. дис. ... канд. техн. наук: 25.00.19 / Бекбаулиева Алия Аскарровна; АН РБ ГУП «ИПТЭР». – Уфа, 2010. – С. 24.

Научный руководитель: Кожевников Е.В., канд. техн. наук, доцент.

## **Разработка технологии ликвидации конуса газа, поступающего из газонасыщенной части пласта в нефтедобывающую скважину**

*Комаров М.В.*

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

В настоящее время большинство нефтяных месторождений вступили в позднюю стадию разработки. Это характеризуется активным снижением пластовых давлений в залежах, ростом обводненности продукции, а также загазованностью нефтедобывающих скважин. Сложность процесса разработки залежей, содержащих как нефть, так и газ, обуславливается двухфазной системой, которая при начальных пластовых условиях находится в состоянии равновесия. В дальнейшем же, в процессе разработки происходит изменение термобарических условий залежи и, соответственно, нарушение этого первоначального равновесия. Общее снижение пластового давления по залежи (или же снижение его в отдельных участках) неизбежно приводит к перемещению уровня газонефтяного контакта, способствует образованию конусов и прорыву этого газа через имеющиеся перфорационные каналы в нефтедобывающие скважины. Как правило, установка газоизоляционного экрана может существенно продлить время безгазовой эксплуатации нефтедобывающей скважины. Однако замечено, что образование газового конуса может происходить и после установки экрана, но процесс идет сравнительно медленно.

Автором предлагается технология изоляции газа, поступающего из газовой шапки в интервал перфорации нефтяной добывающей скважины, которая включает: глушение скважины, извлечение внутрискважинного оборудования, спуск компоновки для радиального бурения на гибкой трубе, бурение радиальных каналов на уровне газонефтяного контакта по радиусу протяженностью больше радиуса газового конуса, подъем компоновки радиального бурения, спуск непрерывной трубы (НТ), закачивание под давлением через НТ в радиальные ответвления изолирующего состава на основе микроцемента (микродур марки U), подъем НТ с последующим докреплением составов на основе цемента, ожидание времени затвердевания микроцемента, спуск компоновки с перфоратором, проведение дополнительной перфорации эксплуатационной колонны ниже установки газоизоляционного экрана, освоение и вывод скважины на режим (рисунок 1).

В качестве изолирующей композиции необходимо использовать композицию микродура марки U с добавлением полифункционального модификатора и суперпластификатора с последующим докреплением композиции цементным раствором, с образованием газоизоляционного экрана с большим радиусом протяженной изолируемой зоны. Радиальные каналы перед закачкой изолирующего состава на основе микродура марки U не обсаживаются, что обеспечивает возможность растекания изолирующей композиции по приканальным зонам для получения экрана заданной толщины.



Рисунок 1. Разработка технологии ликвидации конуса газа

### Библиографический список

1. Клещенко, И. И. Изоляционные работы при заканчивании и эксплуатации нефтяных скважин: монография / И. И. Клещенко, А. В. Григорьев, А. П. Телков – Москва: Недра, 1998. – 267 с.
2. Пат. 2608103 Российская Федерация, МПК E21B 43/32 (2006.01), C09K 8/493 (2006.01). Способ изоляции газа, поступающего из газовой шапки в нефтяную залежь / Леонтьев Д. С., Кустышев А. В., Клещенко И. И [и др.]; заявитель и патентообладатель ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет». – № 2015138520 ; заявл. 09.09.2015; опубл. 13.01.2017, Бюл. № 2. – С. 13.

Научный руководитель: Леонтьев Д.С., ассистент.

### Технология изоляции притока пластовых вод в скважине с горизонтальным окончанием

*Кондратов Д.М.*

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

Задача, стоявшая перед автором, состояла в повышении эффективности проведения водоизоляционных работ, изоляции притока пластовых вод в обсаженном горизонтальном участке ствола скважины.

Технический результат заключается в разработке эффективного способа изоляции притока пластовых вод в горизонтальном обсаженном участке ствола нефтедобывающей скважины, закачке водоизолирующей композиции в заданный интервал горизонтального ствола.

Технология включает (рисунок 1) извлечение из скважины внутрискважинного оборудования, проведение геофизических

исследований в горизонтальном участке ствола скважины; определение интервала притока воды из водоносного горизонта; спуск на гибкой трубе оборудования, состоящей из коннектора, сдвоенного обратного клапана створчатого типа, аварийного разъединителя, центраторов, двух пакеров надувного действия, между которыми с помощью муфтовых соединений прикреплен перфорированный патрубок; сброс шара в гибкие трубы, проведение закачивания водоизоляционного состава в гибкую трубу; сброс шара до аварийного разъединителя, создание гидравлического давления; отсоединение гибкой трубы от оборудования и подъем ее на поверхность; оставление скважины на ожидание затвердевания цемента; спуск на гибкой трубе оборудования с фрезой; разбуривание перфорированного патрубка, надувных пакеров и остатков водоизоляционной композиции с вымывом на дневную поверхность; спуск внутрискважинного оборудования; освоение скважины и вывод на режим.

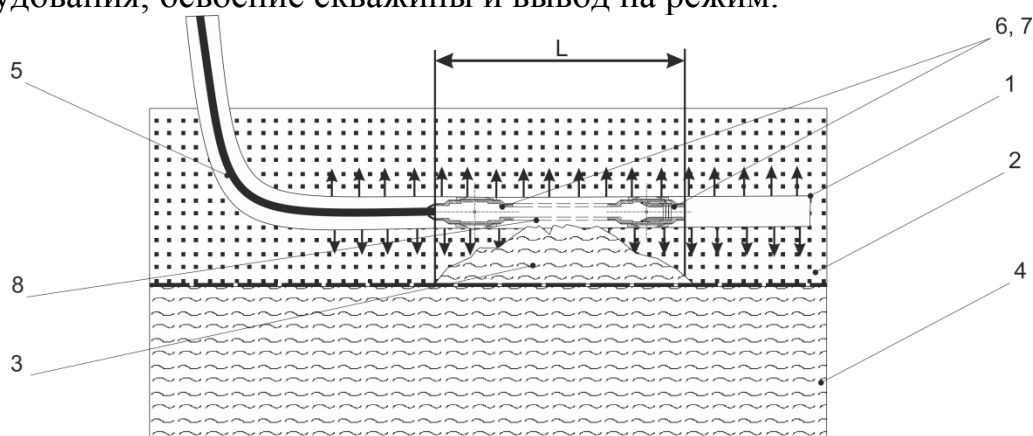


Рисунок 1. Технология изоляции притока пластовых вод в скважине с горизонтальным окончанием

- 1 – Скважина с горизонтальным окончанием; 2 – продуктивный пласт;  
 3 – водонефтяной контакт;  
 4 – водоносный горизонт; 5 – гибкая труба; 6, 7 – надувные пакеры; 8 – перфорированный патрубок

Новизна предлагаемой технологии заключается в применении разработанной двухпакерного оборудования с надувными пакерами для проведения выборочной изоляции притока пластовых вод в обсаженном горизонтальном участке нефтедобывающей скважины.

#### Библиографический список

1. Технологии и материалы для ремонта скважин [Текст]: учебное пособие / И. И. Клещенко, Д. С. Леонтьев, Ю. В. Ваганов [и др.]. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2018. – 366 с.

Научный руководитель: Леонтьев Д.С., ассистент

## Газоконденсатная характеристика в условиях разработки Уренгойского НГКМ

*Кузнецова Д.Р.*

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

Для получения достоверной информации о газоконденсатной характеристике (ГКХ) проводятся газоконденсатные исследования (ГКИ). При этом, согласно Инструкции по комплексным исследованиям газовых и газоконденсатных скважин Р Газпром 086-2010 [1] их рекомендовано проводить на режимах с обеспечением скорости потока газа у башмака лифтовых труб не менее 2,5 м/с, и депрессии, не превышающей 10 % от пластового давления. Указанные условия послужили критерием для оценки массива информации о ГКХ, полученной в процессе ГКИ. Проведенная обработка массива данных показала, что предъявляемым требованиям удовлетворяют результаты не более 40 % исследований.

Для того, чтобы оценить изменение ГКХ в процессе разработки валанжинских отложений Уренгойского месторождения, каждый год на эксплуатационных скважинах, с учетом программы исследовательских работ, проводятся текущие ГКИ [2]. В первые годы разработки Уренгойского месторождения, из-за отсутствия необходимого количества устьевых сепараторов, исследования проводились, преимущественно, методом двухступенчатой сепарации с применением замерных сепараторов на УКПГ. В настоящее время исследования на газоконденсатность проводятся только через устьевые сепараторы.

В связи с тем, что большой массив данных, получаемый из обработки результатов проведенных газоконденсатных исследований, не соответствует минимальным требованиям инструкции, нет возможности получить достоверные данные на основе обработки всего массива данных. Для дальнейшего анализа необходимо провести отбор ГКИ, условия проведения которых удовлетворяли Инструкции.

На основании данных, полученных эмпирическим путем и прошедших отбор на соответствие требованиям Инструкции, строится график [3]. На нем приводятся результаты ГКИ, полученные эмпирическим способом, а так же проектная кривая, характеризующая содержание конденсата в зависимости от пластового давления, и предлагаемая корректировка проектной линии. В процессе эксплуатации скважин происходит закономерное снижение потенциального содержания  $C_{5+}$ . По результатам сопоставления фактических данных с расчетной кривой, утвержденной в проектом документе, наблюдается незначительное несогласование, которое определяет корректировку кривой зависимости  $ПС_{5+}$  от давления.

## Библиографический список

1. Инструкция по комплексным исследованиям газовых и газоконденсатных скважин. Ч. I. : Р Газпром 086-2010. – Москва: Газпром ЭКС-ПО, 2011. – 234 с.

2. Инякин, В. В. Исследование газоконденсатной характеристики при разработке нефтегазоконденсатных месторождений / В. В. Инякин, В. Л. Тапилин [и др.] // Академический журнал Западной Сибири. – 2015. – Т. XI – № 5 (60) – С. 48-49.

3. Инякин, В. В. Качество газоконденсатных исследований скважин и представительность отобранных проб флюидов / В. В. Инякин // Новые технологии – нефтегазовому региону : материалы международной науч.-практ. конф. Т. 2 – Тюмень: ТИУ, 2017. – С. 69-70.

Научный руководитель: Инякина Е.И., к. т. н, доцент.

### **Проблема образования «конденсатных банок» в газоконденсатных залежах**

*Кузюрина Н.А.*

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

Одной из основных причин снижения продуктивности скважин в газоконденсатных залежах является накопление конденсата в их призабойных зонах с образованием так называемых «конденсатных банок» – зон пласта с высокими значениями насыщенности коллектора конденсатом.

Снижение продуктивности скважин из-за выпадения конденсата отмечалось на многих месторождениях России, стран СНГ и дальнего зарубежья. Оно наблюдалось от десятков процентов до нескольких раз в зависимости от фильтрационно-емкостных характеристик пластов, PVT-свойств пластовых систем и технологических режимов эксплуатации скважин.

Газоконденсатные пласты содержат сложный по составу углеводородный флюид. В процессе разработки месторождения такого типа, когда пластовое давление вблизи ствола скважины падает ниже давления начала конденсации, происходит ретроградная конденсация и часть газа из газообразного состояния переходит в жидкое. Вследствие этого формируются зоны с различной конденсатонасыщенностью.

Изучению механизма накопления ретроградного конденсата у забоя скважины посвящены работы многих авторов, чьи исследования позволяют представить накопление конденсата как процесс так называемой «динамической» конденсации. По характеру накопления ретроградного конденсата в пористой среде пласта в нем можно выделить две области: об-

ласть «статической» конденсации, расположенную вдали от скважины, и область «динамической» конденсации, находящуюся непосредственно у скважины [1]. Схема показана на рисунке 1.

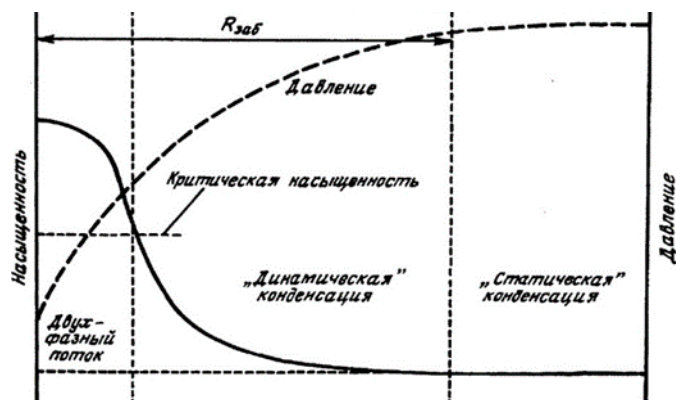


Рисунок 1. Схема конденсации газоконденсатной смеси в призабойной зоне скважины

Выделение ретроградного конденсата в области «статической» конденсации описывается процессом дифференциальной конденсации и зависит только от давления и состава исходной смеси.

Накопление ретроградного конденсата в области «динамической» конденсации зависит как от фазового состояния углеводородной системы, так и от массопереноса углеводородов. Процесс «динамического» накопления конденсата развивается следующим образом. После прохождения фильтрующегося пластового газа через точку пласта с давлением ниже давления начала конденсации в пористую среду выпадает конденсат. В области высоких градиентов давления выпавшая жидкость может быть неподвижной (в случае насыщенности ее ниже критической) или фильтруется со скоростью, меньшей, чем скорость фильтрующегося газа. Из всех новых порций пластового газа, проходящего через эту точку пласта, выделяется ретроградный конденсат, который не успевает фильтроваться вместе с газом к скважине, и, таким образом, идет накопление жидкости. Этот процесс происходит до тех пор, пока состав пластового газа в пористой среде в этой зоне не будет соответствовать равновесному составу накопившейся жидкой фазы. В результате насыщенность пористой среды жидкостью в этой зоне пласта может значительно превышать среднее значение насыщенности по пласту в целом.

Общепризнанно, что одним из наиболее эффективных способов увеличения продуктивности скважин является гидроразрыв пласта (ГРП) [2], который позволяет увеличить коэффициент продуктивности за счет воздействия на обе составляющие скин-фактора: механический скин, обусловливаемый фильтрационными характеристиками пласта и его «повреждениями», и гидродинамический скин, возникающий из-за накопления конденсата в призабойной зоне пласта. Трещина разрыва создает вокруг скважины зону со значительно более высокими, чем природные, фильтра-

ционными характеристиками и обеспечивает отрицательные значения «механического» скин-фактора. В то же время эта трещина, вызывая перераспределение давления в пласте вокруг скважины, обеспечивает более низкие депрессии на скважине при тех же значениях ее дебита. Более пологие воронки давления вокруг скважин обуславливают меньшее накопление конденсата у ее забоя.

Горизонтальные скважины также рассматриваются как один из важнейших элементов системы разработки газоконденсатных месторождений, интенсификации добычи и увеличения КИК. Основным эффектом от применения горизонтальных скважин заключается в их более высокой продуктивности вследствие большего контакта ствола скважин с продуктивным пластом. Следует отметить, что в газоконденсатных пластах, как и в случае ГРП, происходит существенно меньшее накопление конденсата у забоев горизонтальных скважин, чем у забоев вертикальных, что также обуславливается более пологими воронками давления вокруг скважин. В результате значительно возрастает продуктивность скважин, а, следовательно, и дебиты газа и конденсата. Более того, за счет меньших депрессий на пласт и более равномерного снижения в пласте давления возможно достижение более высоких КИК.

Наряду с перечисленными выше к перспективным методам повышения продуктивности газоконденсатных скважин следует отнести изменение смачиваемости коллектора в призабойной зоне пласта для уменьшения накопления конденсата. В отличие от описанных выше технологий, этот метод не предполагает увеличения фильтрационно-емкостных свойств пласта или площади контакта между пластом и скважиной. Это направление интенсификации добычи газа и конденсата основано на модификации свойств пласта для изменения фазовых проницаемостей коллектора с целью обеспечения лучшего выноса конденсата в скважину и тем самым уменьшения размера «конденсатной банки» у ее забоя.

Проблема накопления ретроградного конденсата в призабойной зоне скважин вызывает всё более высокий интерес, поскольку она тесным образом связана с изменением продуктивности скважин. От способности прогнозировать «конденсатную банку», моделировать процессы её образования зависит оптимальная эксплуатация газоконденсатных залежей.

#### Библиографический список

1. Методы повышения продуктивности газоконденсатных скважин / А. И. Гриценко [и др.]. – Москва: Недра, 1997. – 364 с.
2. Шандрыгин А. Н. Методы повышения продуктивности газоконденсатных скважин, направленные на уменьшение или предотвращение накопления конденсата в призабойных зонах / А. Н. Шандрыгин // Недропользование XXI век. – 2008. – № 6. – С. 67-71.

Научный руководитель: Синцов И.А., канд. техн. наук, доцент.



## Особенности разработки подгазовых зон на примере объекта БП<sub>10</sub> Северо-Губкинского нефтегазоконденсатного месторождения

Лазарева В.С.

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

Северо-Губкинское нефтегазоконденсатное месторождение по запасам углеводородов относится к крупным, по геологическому строению – к очень сложным. Характерной особенностью геологического строения месторождения является чередование в разрезе газовых, газоконденсатных и газонефтяных залежей с чисто нефтяными и нефтегазоконденсатными при полном или частичном совпадении их в структурном плане.

Одной из основных проблем разработки месторождения является неоднозначность определения уровней контактов «нефть-газ». Утвержденный уровень газонефтяного контакта (ГНК) не соответствует фактическим показателям работы скважин (рис. 1).

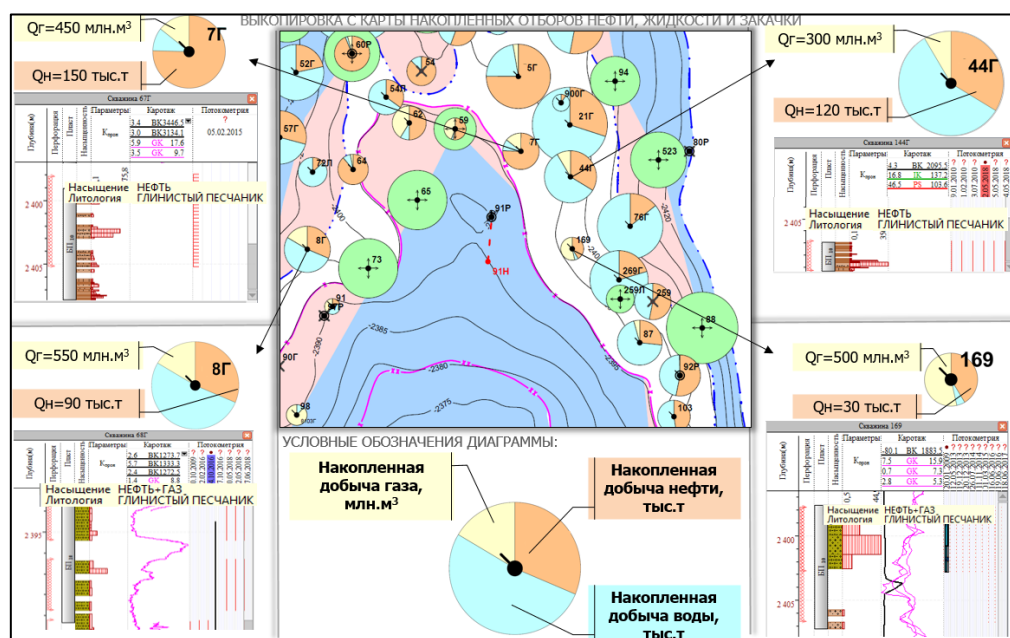


Рисунок 1. Анализ фактической работы скважин объекта БП<sub>10</sub>

Газовые шапки всех пластов Северо-Губкинского месторождения отличаются слабой степенью изученности. Кроме того, большую роль играют прорывы газа газовых шапок, а также воды, что связано с высокой долей контактных запасов, высокой степенью неоднородности геологических объектов как по площади, так и по разрезу.

В представленной работе в качестве объекта исследования выбран пласт БП<sub>10</sub> Северо-Губкинского месторождения, который является основным эксплуатационным объектом, содержащим 32 % запасов нефти от начальных извлекаемых категории АВ<sub>1</sub>. Вследствие неконтролируемых отборов газа из газовой шапки и снижения давления на объекте БП<sub>10</sub> про-

исходит внедрение в неё запасов нефти, что существенно осложняет выработку нефтяной оторочки. За предшествующий период разработки из газовой шапки объекта за счёт добычи прорывного газа нефтяными скважинами отобрано 82,5 % от начальных запасов газа. При опробованиях ряда скважин в интервалах чисто нефтяной зоны получены смешанные притоки газоконденсата с нефтью, т. е. четкое обоснование уровня ГНК затруднено.

#### *Методы определения газонефтяного контакта*

В процессе разработки способ определения текущего положения ГНК путем анализа динамики замеров газового фактора и содержания промежуточных компонентов  $C_2-C_6$  является констатирующим. Альтернативным способом, но имеющим опережающий характер, представляется контроль за продвижением газонефтяного контакта путем измерения величины диэлектрической проницаемости.

Способ осуществляется следующим образом. Пробы нефти отбираются из наблюдаемых скважин, расположенных на различных гипсометрических отметках, определяется диэлектрическая проницаемость (ДП) проб нефти. Затем по полученным замерам строят зависимость ДП от времени [1]. По характеру и ее абсолютной величине судят о расстоянии фильтра добывающей скважины до газонефтяного контакта.

#### *Пример осуществления способа в лабораторных условиях*

В модели длиной 2,5 м и внутренним диаметром 0,105 м была создана трещиноватая среда. Затем модель насыщали пластовой нефтью, при этом моделировалась также и остаточная вода. Нефтенасыщенность в долях от объема пустот модели составляла 0,85, а остаточная вода – 0,15. Объем пластовой нефти – 465 см<sup>3</sup>, объем воды – 82 см<sup>3</sup> [1].

Вытеснение нефти газом проводили при 95 °С и давлении 387 атм и скорости вытеснения 80 м в год. При этих условиях через равные промежутки времени, 291 мин, отбирались пробы нефти. Определялся объем нефти в пробе и газовый фактор. По каждой пробе измерялась диэлектрическая проницаемость нефти.

Повышение газового фактора пробы нефти указывает, что газонефтяной контакт достиг выхода из модели, т. е. за это время газонефтяной контакт прошел 2,5 м от входа до выхода из модели. В данном опыте газонефтяной контакт прошел это расстояние за 140 мин. Учитывая, что скорость вытеснения была постоянной, то постоянной была и скорость продвижения газонефтяного контакта, т. е. промежуток времени, равный 292 мин (отбор пробы), соответствовал продвижению газонефтяного контакта на 50 см [1].

Безмерная диэлектрическая проницаемость определялась по формуле:

$$\bar{\epsilon} = \epsilon \div \epsilon_0$$

где  $\epsilon$  – диэлектрическая проницаемость каждой пробы нефти,

$\epsilon_0$  – диэлектрическая проницаемость химически чистого бензола, равная 2,2832 при температуре 20 °С [1].

Безмерная диэлектрическая проницаемость проб нефти в начальный период возрастает, достигает своего максимума, а затем резко снижается. Максимальное значение безмерной диэлектрической проницаемости соответствует 2,0 м пройденного пути газонефтяного контакта от входа в модель или 0,5 м до выхода из модели, прорыву газонефтяного контакта.

Такой характер приведенной зависимости позволяет заранее определить подход газонефтяного контакта и расстояния до него.

*Вывод по результатам анализа методов определения газонефтяного контакта*

Предлагаемый способ прост и по своей физической сущности, так как ДП является характерным параметром диэлектрика – нефти.

Измерение ДП проб нефти менее трудоемкое, чем определение других параметров, необходимых для определения положения газонефтяного контакта, измерение диэлектрической проницаемости можно проводить на стандартных измерительных приборах (мост универсальный Е7-12, ИПЭП-1 и др.).

Прогнозирование положения газонефтяного контакта по предлагаемому способу дает возможность правильно регулировать процесс разработки нефтяных залежей, что может дать значительный экономический эффект.

Из всего вышеизложенного рекомендуется заложить лабораторные исследования отобранных проб нефти из пласта и их анализ с целью повышения точности определения положения газонефтяного контакта, путем измерения диэлектрической проницаемости, в программу исследовательских работ Северо-Губкинского месторождения.

#### Библиографический список

1. А. с. 857455 СССР, МПК Е21В 47/01, Е21В 47/00. Способ контроля продвижения газонефтяного контакта [Текст] / Чижов С. И., Антипов Н. А., Майдебо В. Н.; заявитель и патентообладатель Северо-Кавказский государственный научно-исследовательский и проектный институт нефтяной промышленности. – № 2809677/22-03; заявл. 20.08.79; опубл. 26.08.81, Бюл. № 31.

Научный руководитель: Дмитриев Ю.В., ведущий специалист отдела проектирования разработки Пуровской группы месторождений

## Определение нефтеперспективных зон с помощью фациального анализа на примере объекта БС<sub>11</sub> Дружного месторождения

Лантей А.Г., Рахимов Р.М.

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

Целью данной работы является поиск наиболее перспективных участков для добычи нефти на месторождениях, находящихся на поздних стадиях разработки с использованием результатов фациального анализа. В качестве объекта исследования выбран резервуар БС<sub>11</sub> Дружного месторождения, относящегося к северо-восточной части Сургутского нефтегазонаосного района Среднеобской нефтегазоносной области.

Нефтегазоносный горизонт БС<sub>11</sub> приурочен к шельфовой части клиноформного резервуара БС<sup>11-13</sup> [1]. Продуктивные пласты данного резервуара формировались в условиях неглубокого моря, в прибрежно-морской обстановке на пологом склоне морского дна (рис. 1). Генезис фациальных обстановок резервуара БС<sub>11</sub> определялся на основе интерпретации каротажа и исследований керна. Распределение фаций для пластов группы БС<sub>11</sub> определялось по электрометрическим «образам» методики В.С. Муромцева [2].

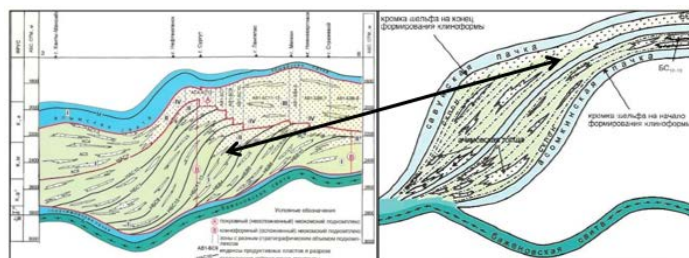


Рисунок 1. Принципиальная схема строения резервуара БС<sub>11-13</sub>

Отложения продуктивных пластов резервуара БС<sub>11</sub> представлены группами фаций: пляж, лагуна, приливно-отливные течения, устьевые бары, вдольбереговые бары, барьерные острова, промоины разрывных течений, головные части разрывных течений, зоны ухудшенных коллекторов. На рисунке 2 [3] приведены фациальные карты по пластам БС<sub>11</sub><sup>0</sup>, БС<sub>11</sub><sup>1</sup>, БС<sub>11</sub><sup>2</sup>.

Объект БС<sub>11</sub> представлен тремя продуктивными пластами: БС<sub>11</sub><sup>0</sup>, БС<sub>11</sub><sup>1</sup>, БС<sub>11</sub><sup>2</sup>. На его долю приходится 32,6 % начальных геологических и 34,2 % начальных извлекаемых запасов нефти промышленных категорий Дружного месторождения. Разработка объекта ведется с 1986 года, на его долю приходится 56,6 % текущей и 30,3 % накопленной добычи нефти месторождения. Основная доля текущей добычи нефти и жидкости приходится на центральную залежь объекта, разрабатываемую с 1986 года. Лучшими условиями осадконакопления характеризуется пласт БС<sub>11</sub><sup>2</sup> (около 30-

42 % прослоев представлено баровыми телами и каналами дельтового комплекса).

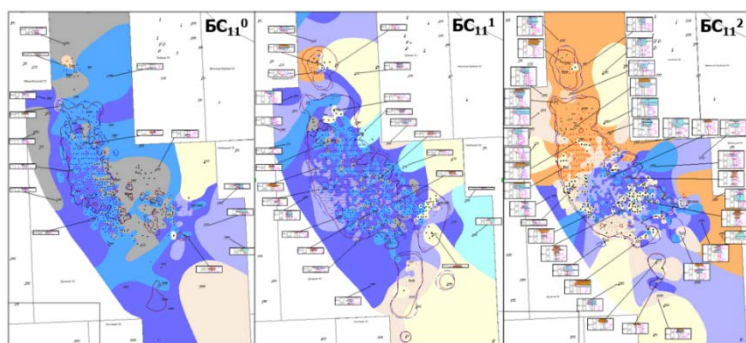


Рисунок 2. Электрофациальная характеристика пластов  $BC_{11}^0$ ,  $BC_{11}^1$ ,  $BC_{11}^2$

В настоящее время Дружное нефтяное месторождение вступило в завершающую стадию разработки, которая характеризуется высокой выработанностью запасов нефти. Наименее эффективной выработкой характеризуется пласт  $BC_{11}^0$ , а характеристики пластов  $BC_{11}^1$  и  $BC_{11}^2$  (рисунок 3) близки между собой. Отставание выработки  $BC_{11}^1$  связано преимущественно с более низкими темпами освоения его запасов в первые годы эксплуатации.

В связи с низкими значениями остаточных запасов на скважину самостоятельные геолого-технологические мероприятия на пласт  $BC_{11}^0$  не проводятся. Добыча нефти и геолого-технологические мероприятия по извлечению нефти ведутся совместно с пластом  $BC_{11}^1$  (дострелы в пропластки пласта  $BC_{11}^0$ ).

Наибольшее количество остаточных запасов нефти пласта  $BC_{11}^1$  сосредоточено в фациях 6 «головные части разрывных течений» и 5 «промоины разрывных течений». В фации 2 «приливно-отливные течения» и 6 «головные части разрывных течений» начальный дебит ГС соответствует дебиту ННС. В фации 3 «пляж» начальный дебит ГС выше, чем ННС в 1,5 раза. В фации 4 «устьевой бар» дебит ГС ниже, чем ННС, что связано с вводом ГС в дренируемую зону. В фации 5 «промоины разрывных течений» начальный дебит ГС выше, чем ННС в 3 раза.

Наибольшее количество остаточных запасов нефти  $BC_{11}^2$  сосредоточено в фациях 7 «барьерный остров» и 4 «устьевой бар». Зарезка БС рентабельна только для фаций 4 «устьевой бар» и 7 «барьерный остров», в связи с количеством запасов на скважину более 25 тыс. т/скв. В фации 4 «устьевой бар» начальный дебит ГС выше, чем в ННС, в 3,5 раза. В фации 7 «барьерный остров» начальный дебит ГС выше, чем в ННС, в 1,5 раза.

Проведен анализ среднегодовой добычи по фациям. В скважинах с максимальным уровнем среднегодовой добычи проведены следующие геолого-технологические мероприятия: зарезка БС вдоль оси развития фации для фации 4 «устьевой бар» и 7 «барьерный остров»; возвратный фонд для фации 5 «промоины разрывных течений».



С учетом фациального анализа и выработки запасов по пластам группы  $BC_{11}$  были сформулированы рекомендации по корректировке проведения геолого-технологических мероприятий в 2019 году: шесть БС не рекомендуются к реализации, рекомендуется изменение направления по трем БС, дополнительно размещены две БС и четыре скважины возвратного фонда. На рисунке 3 представлены схемы расположения нефтеперспективных зон.

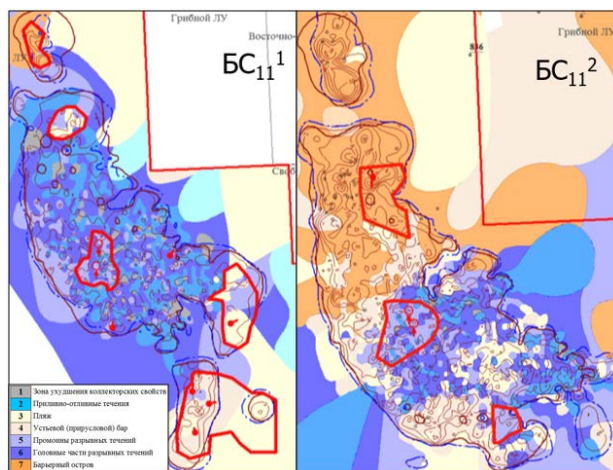


Рисунок 3. Схемы расположения нефтеперспективных зон пластов  $BC_{11}^1$  и  $BC_{11}^2$

Различия в свойствах коллекторов одновозрастных отложений связаны с разными фациальными обстановками формирования коллекторов. Фациальный анализ необходимо учитывать при построении геологических моделей продуктивных резервуаров и при выборе системы разработки, подборе геолого-технологических мероприятий по извлечению нефти.

Рекомендации по корректировке геолого-технологических мероприятий с учётом фациального анализа по пластам группы  $BC_{11}$  Дружного месторождения будут использованы при составлении Программы геолого-технологических мероприятий на 2019 год. С учетом выданных рекомендаций оптимизация инвестиций составит 422 млн руб.

#### Библиографический список

1. Геологическое строение и нефтегазоносность неокомского комплекса Ханты-Мансийского автономного округа – Югры: Атлас / ГП ХМАО-Югры «НАЦ РН им. Шпильмана». – Ханты-Мансийск, 2007.
2. Муромцев, В. С. Электрометрическая геология песчаных тел литологических ловушек нефти и газа / В. С. Муромцев. – Москва: Недра, 1984. – 260 с.
3. Актуализация геолого-гидродинамических моделей ТПП «Кога-лымнефтегаз: отчет о научно-исследовательской работе / Касаткин В. Е., Лагутина С. В., Гильманова Н. В. [и др.]. – Тюмень, 2013.  
Научный руководитель: Касаткин В.Е., канд. геол.-минерал. наук

## **Совершенствование технологии строительства боковых стволов с горизонтальным окончанием в сложных геолого-технических условиях на примере Ватьеганского месторождения**

*Мазур Г.В.*

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

Анализ построенных боковых стволов с горизонтальным окончанием за 2010-2017гг. показал, что наибольшее количество непроизводительного времени (НПВ) и осложнений геолого-технологического характера получено при зарезке боковых стволов на пласт БВ1. Средняя продолжительность зарезки бокового ствола превышала 50 сут., а по отдельным скважинам доходила до 100-180 сут. Основные осложнения связаны с совокупностью наличия в разрезе Савуйской пачки неустойчивых глин, склонных к осыпям и обвалам, транзитных пластов с низкими пластовыми давлениями и низкое пластовое давление целевого пласта. Соответственно, в интервале транзитных и целевого пластов отмечаются посадки, затяжки, поглощения бурового раствора, прихваты бурильной и обсадной колонны, а интервал слабосцементированных аргиллитов Савуйской пачки, при вскрытии под углом более 60 градусов, характеризуется осыпями и обвалами.

Наличие подобных геолого-технологических условий потребовало поиска комплекса экономически оправданных решений, которые включали в себя предпроектную проработку (подбор материнской скважины, обеспечивающей наиболее простой профиль), определение требуемой плотности бурового раствора на основании актуализации геомеханической модели, подбор и испытание различных типов бурового раствора, блокирующих и кальматирующих пачек, изменение конструкции скважины, подбор элементов КНБК и режимов бурения, оптимизация состава и последовательности технологических операций.

В настоящее время по месторождениям ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» под одну цель рассматриваются до 3-5 материнских скважин-кандидатов, что требует выполнения комплекса инженерных расчетов как силами проектной организации, так и подрядчиком по бурению. В целях сокращения этапа подбора скважин-кандидатов и оперативного определения технической возможности бурения бокового ствола на проектные координаты, снижения рисков получения осложнений и аварий из-за сложности профиля, а также облегчения расчетов, разработан программный продукт, позволяющий оценить сложность профиля бокового ствола и оптимизировать подбор материнских скважин-кандидатов.

В ходе разработки методики определены требования к планируемому профилю боковых стволов, оборудованию и инструменту, на основании которых выполнялись вариативные инженерные расчеты. Рассмотрены случаи, когда направление материнского ствола совпадает с направлением горизонтального участка и направление горизонтального участка перпен-

дикулярно направлению материнского ствола. На каждый вариант положения материнского ствола построены профили вторых стволов в семи направлениях ( $0^\circ$ ;  $45^\circ$ ;  $90^\circ$ ;  $135^\circ$ ;  $-45^\circ$   $-90^\circ$   $-135^\circ$ ), с шагом смещения от «окна» каждые 50 м.

Расчеты по определению зависимости сложности профиля показали, что вес на крюке имеет прямую зависимость от высоты «окна» до Т1 ( $\Delta H$ ) (с увеличением  $\Delta H$  на 150 м вес на крюке увеличивается на 10%), и при увеличении зенитного угла в интервале «окна», момент на долоте также пропорционально увеличивается (при увеличении зенитного угла на  $10^\circ$  момент увеличивается на 15 %).

По результатам выполненных расчетов построена номограмма на основании функции от нескольких переменных, позволяющей с помощью наложения графического изображения и приведения к единому масштабу с выделенными областями сложности профиля производить выбор наиболее оптимальной материнской скважины-кандидата без вычислений (рис. 1).

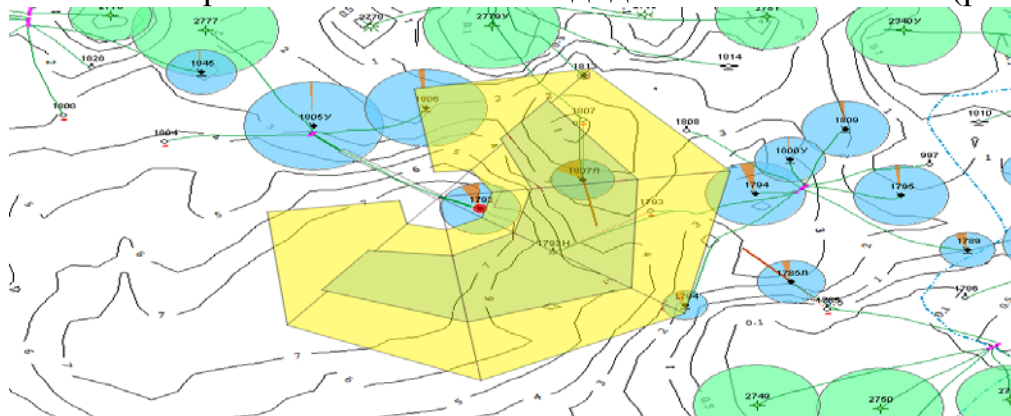


Рисунок 1. Номограмма на карте разработки месторождения

Другим направлением по сокращению непроизводительного времени и подбора вида и параметров бурового раствора стало построение 1D геомеханической модели по Ватъеганскому месторождению с постоянной актуализацией на основании данных получаемых по скважинам выходящим из бурения.

В результате обобщения опыта и моделирования определен коридор параметров бурового раствора для безаварийного бурения. Так, при бурении в интервале до вскрытия целевого пласта БВ1 плотность бурового раствора, для недопущения поглощений в транзитных пластах, должна составлять не более  $1240 \text{ кг/м}^3$  (без проведения дополнительной кольматации интервалов), а для обеспечения стабильности стенок скважины в интервале Савуйской пачки с зенитными углами более  $60$  градусов не менее  $1270 \text{ кг/м}^3$ . Плотность промывочной жидкости при бурении в горизонтальном участке должна составлять  $980 \text{ кг/м}^3$ .

Одним из решений проблемы стало изменение конструкции – применение 2 колонной конструкции бокового ствола: техническая колонна диаметром 114 мм (безмуфтовая) спускается до кровли продуктивного



пласта и цементируется на всю длину; в интервал продуктивного пласта, в том числе в горизонтальный участок спускается хвостовик-фильтр (либо цементируемый хвостовик) диаметром 73 мм. Интервал под фильтр-хвостовик бурится на облегченных буровых растворах.

В ходе опытно-промышленных работ по строительству БВС с горизонтальным окончанием по 2-х колонной конструкции для проводки интервала и спуска технической колонны испытаны различные виды буровых растворов (на водной основе с применением блокирующих, кольматирующих и ингибирующих добавок, инвертно-эмульсионные и растворы на углеводородной основе).

Применение 114мм технической колонны потребовало расширения ствола для обеспечения нормального процесса спуска и цементирования. Здесь также были опробованы как стандартные бицентричные долота, так и компоновки с концентрическими расширителями.

По результатам анализа осложнений и аварий, проведенных испытаний технологий и оборудования рекомендован комплекс технологий, требований к профилю, оборудования, состава промывочной жидкости и порядок выполнения работ при бурении бокового ствола с двухколонной конструкцией.

Применение комплексного подхода к решению задачи сокращения осложнений и аварий при строительстве боковых стволов с горизонтальным окончанием в сложных геолого-технологических условиях на Ватъганском месторождении позволило уменьшить риски на стадии предпроектной и проектной проработки, обосновать конструкцию, обеспечивающую качественное вскрытие продуктивного пласта, а также разработать и испытать технико-технологические решения, позволившие успешно строить боковые стволы по новой конструкции в том числе с разветвленно-горизонтальным окончанием.

#### Библиографический список

1. Бабаян, Э. В. Инженерные расчеты при бурении / Э. В. Бабаян, А. В. Черненко – Москва: Инфра-Инженерия, 2016. – 440 с.
2. Фазылов, Д. А. Результаты внедрения методики по критериям сложности профилей боковых стволов с горизонтальным окончанием / Д. А. Фазылов, Г. В. Мазур // сборник докладов: XVIII конференция молодых ученых и специалистов Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг». – Тюмень, 2018. – С. 565-573.

Научный руководитель: Овчинников В.П., доктор техн. наук, профессор.

## **Разработка технологии предотвращения притока подошвенных вод в нефтяную добывающую скважину**

*Матвиенко И.С.*

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

На завершающей стадии разработки нефтяных месторождений по мере снижения пластового давления в нефтенасыщенную часть залежи начинают внедряться подошвенные воды. Первоначально к забою скважины подошвенная вода начинает подтягиваться в виде водяного конуса, а по мере подъема ВНК подойдет к забою и через перфорационные отверстия интервала перфорации начнет постепенное скапливание жидкости на забое и ее медленное поднятие по стволу, перекрывая интервал перфорации, не давая нефти поступать из скважины на поверхность. Скважина обводняется и добыча из нее прекращается.

Более правильным следует считать создание между нефте- и водонасыщенными частями пласта подвижной оторочки буферной жидкости (экрана), способствующей равномерному вытеснению нефти водой без образования конусов.

Подвижный вязкоупругий экран (ПВЭ) должен состоять из жидкости с вязкостью водной фазы не меньше вязкости вытесняемой нефти и плотностью меньше плотности пластовой воды, но больше плотности вытесняемой нефти.

Достичь этого можно с помощью закачки через специальные отверстия в эксплуатационной колонне в верхнюю часть водонасыщенной зоны пласта (на контакте с нефтью) раствора подвижного вязкоупругого экрана.

Задача, поставленная перед авторами, решается способом проведения водоизоляционных работ в скважине, включающим закачку в изолируемый пласт суспензии водонабухающего полимера в три цикла и установку подвижного вязкоупругого экрана.

Техническим результатом при использовании технологии будет являться увеличение продолжительности эффекта от водоизоляционных работ за счет создания подвижного вязкоупругого водоизоляционного экрана к перепадам давления путем увеличения глубины закачивания и объема закачиваемой суспензии водонабухающего полимера, повышение эффективности водоизоляционных работ.

Поставленная задача и технический результат достигаются тем, что технология предотвращения притока подошвенных вод в нефтяную добывающую скважину до ее запуска в эксплуатацию включает спуск перфоратора на насосно-компрессорных трубах до уровня ВНК, перфорацию эксплуатационной колонны на 1,5 м ниже и выше уровня ВНК, подъем перфоратора, спуск колонны НКТ до перфорационных отверстий, закачивание первой порции состава на основе унифлока и  $\text{CuSO}_4$  при следующем соотношении компонентов, масс. %: 1%-ный (вес.) раствор унифлока + 5%-ный

(вес.)  $\text{CuSO}_4$ . После этого закачивание второй порции состава при следующем соотношении компонентов, масс. %: 1-ный (вес.) раствор унифлока + 10%-ный (вес.)  $\text{CuSO}_4$  + ЭТС-32 (объемное отношение ЭТС-32:  $\text{CuSO}_4 = 0,33:0,17$ ). После этого закачивание третьей порции состава при следующем соотношении компонентов, масс. %: 2-ный (вес.) раствор унифлока + 10%-ный (вес.)  $\text{CuSO}_4$  + ЭТС-32 (объемное отношение ЭТС-32:  $\text{CuSO}_4 = 0,33:0,17$ ). Закачивание в три цикла позволит создать протяженный надежный водоизоляционный экран в интервале ВНК. После закачки третьей порции проводится закачка микроцементного раствора на основе ОТДВ «Микродур» с целью докрепления водоизоляционного экрана с установкой микроцементного стакана до кровли продуктивного пласта. Подъем колонны НКТ, ожидание затвердевания микроцемента, разбуривание микроцементного стакана до кровли экрана, спуск перфоратора на НКТ в нефтенасыщенный интервал пласта, перфорация пласта, освоение скважины и ее вывод на режим (рисунок 1).

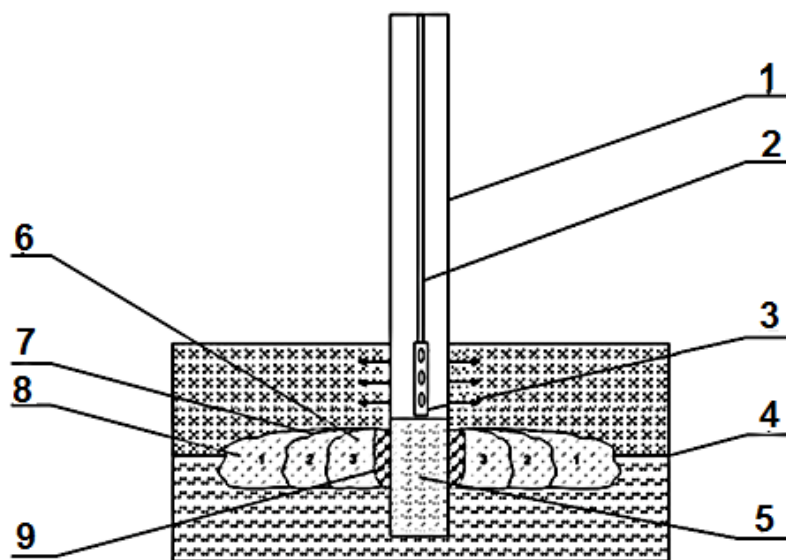


Рисунок 1. Технология предотвращения притока подошвенных вод в нефтяную добывающую скважину

- 1 – эксплуатационная колонна; 2 – НКТ с пакером; 12 – перфоратор (для проведения перфорации в нефтенасыщенной части пласта); 4 – ВНК; 11 – цементный стакан, разбуренный до кровли водоизоляционного экрана; 6 – третья порция ВИК; 7 – вторая порция ВИК; 8 – первая порция ВИК; 9 – микроцементный раствор;

Состав на основе унифлока, ЭТС-32 и  $\text{CuSO}_4$  защищен патентом РФ (№ 2196877 от 20.01.2003 г. «Состав для изоляции пластовых вод в нефтяных и газовых скважинах» (авторы Клещенко И.И., Ягафаров А.К., Паникарковский В.В., Ефимов А.Д., Демичев С.С.) . Экспериментальные исследования представлены в патенте на изобретение.

В качестве установки микроцементного стакана рекомендуется раствор, содержащий 2,0%-ный водный раствор поливинилового спирта ПВС-В1Н и смесь микродура «U» с гипохлоритом кальция  $\text{Ca}(\text{ClO})_2$  при следующем соотношении компонентов, об. %: 2,0%-ный водный раствор ПВС-В1Н – 50,0, смесь микродура «U» с гипохлоритом кальция  $\text{Ca}(\text{ClO})_2$  – 50,0, в том числе микродур «U» – 48,  $\text{Ca}(\text{ClO})_2$  – 2,0.

#### Библиографический список

1. Пат. 2620684. Российская Федерация, E21B 43/32 (2006.01), E21B 33/138 (2006.01), C09K 8/42 (2006.01), C09K 8/504 (2006.01). Способ предотвращения притока подошвенных вод в нефтяную добывающую скважину / Леонтьев Д.С., Клещенко И.И. [и др.] – заявл. 2016124944, 21.06.2016; опубл. 29.05.2017. Бюл. № 16.

2. Пат. 2196877. Российская Федерация, E21B 33/138 (2000.01). Состав для изоляции пластовых вод в нефтяных и газовых скважинах / Клещенко И.И., Ягафаров А.К. [и др.] ; заявл. 2000127630/03, 02.11.2000; опубл. 20.01.2003. Бюл. № 2.

3. Пат. 2326922 Российская Федерация, МПК С 09К 8/504 (2006.01). Состав для ремонтных работ в скважинах / Клещенко И.И. [и др.] – заявл. № 2006134101/03, 25.09.2006; опубл. 20.06.2008, Бюл. № 17. – 6 с.

Научный руководитель: Леонтьев Д.С., ассистент.

#### **Оценка влияния значений геолого-физических параметров нефтяных залежей на показатели разработки**

*Мельников В.Н., Вахрушев В.В., Москвитин С.А.*

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

Любой инженер-разработчик нефтяных месторождений знает, что геолого-физические параметры пласта и наполняющих его флюидов влияют на разработку, более высокие значения начальной нефтенасыщенности, проницаемости, пористости и толщины пласта, обуславливают лучшие показатели разработки (более высокие дебиты, темпы выработки запасов), снижение, наоборот, к ухудшению. Но это качественная оценка, целью же данной работы была количественная оценка влияния значений параметров геолого-физической характеристики (ГФХ) пласта на технологические показатели разработки.

В данной работе влияние параметров рассматривалось с двух сторон:

1) входные показатели разработки: входные дебиты, обводненность и др.;

2) динамика изменения показателей: динамика обводнения, дебитов, и, как следствие, добычи нефти.

Из опыта разработки, второй пункт характеризует процесс выработки запасов, и, в частности, зависимость обводненности от отбора от начальных извлекаемых запасов (отбора от НИЗ). В то же время первый пункт не менее важен, так как от оценки входных дебитов скважин часто зависит ответ на вопрос: вводить ли ту или иную залежь в разработку в принципе.

Более того, как выяснилось в процессе обобщения опыта разработки региональных объектов Западной Сибири (прежде всего, апт-альбских и верхнеюрских), правильное понимание механизма и модели выработки запасов позволяет адекватно оценить эффективность реализуемой системы разработки.

Например, на рисунке 1 приведена динамика выработки запасов объекта Ю1 по нескольким месторождениям Западной Сибири, из которой видно, что по подавляющему большинству разрабатываемых объектов текущая обводненность значительно выше текущей выработки (отбора от НИЗ).

На качественном уровне оценки, из приведенного графика можно сделать вывод о несоответствии выработки и обводненности и, соответственно, низкой эффективности разработки, что не всегда соответствует действительности.

Для количественной оценки выработки, процесс вытеснения нефти водой необходимо рассмотреть с позиции функции Баклея-Леверетта  $f(S_w)$ .

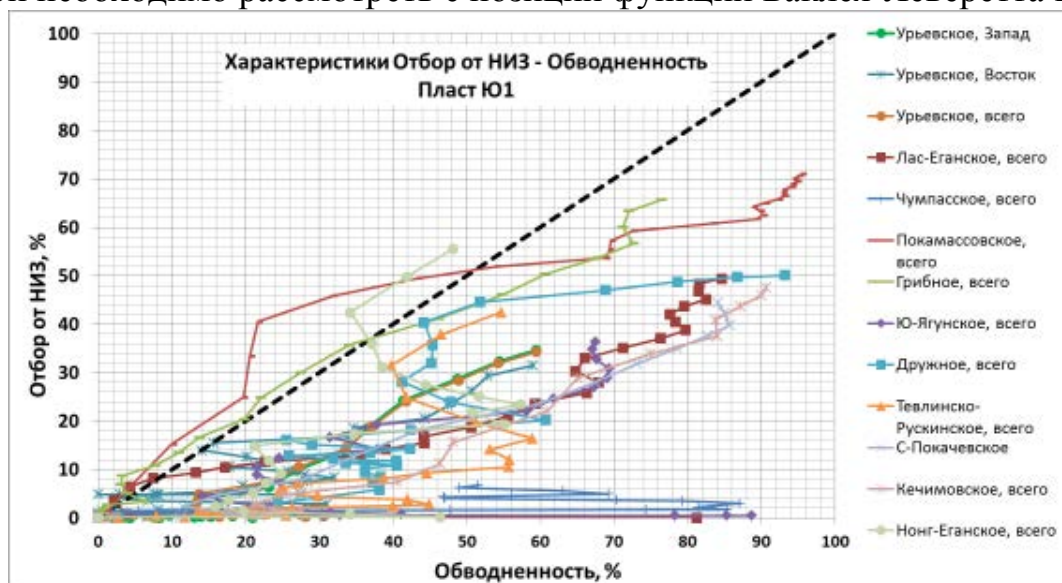


Рисунок 1. Динамика выработки запасов по объекту Ю1 нескольких месторождений Западной Сибири

Функция описывает зависимость доли подвижной воды в сечении породы в зависимости от текущей водонасыщенности. Для практического применения в работе было предложено масштабирование осей в координаты (Обводненность - Отбор от НИЗ), рисунок 2.

На основе полученной эталонной кривой были построены «палетки» (рисунок 3), учитывающие влияние отдельных параметров, например, вяз-

кости и начальной нефтенасыщенности. Данные палетки можно использовать на практике: например, для прогноза по новым участкам бурения или, в зависимости от того, как кривая фактической выработки расположена относительно эталона, для оценки эффективности разработки.

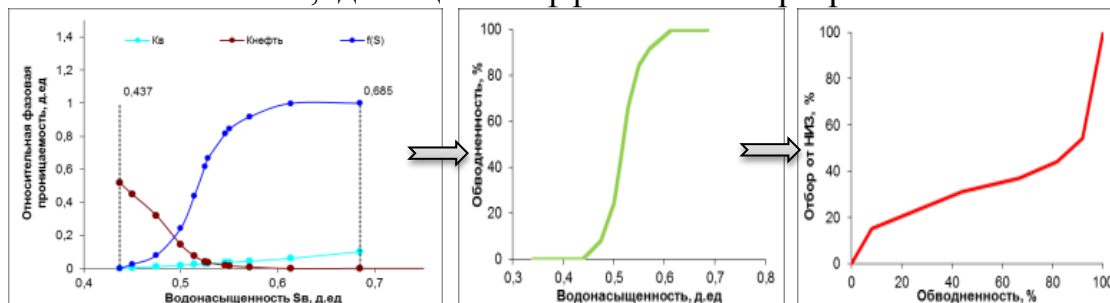


Рисунок 2. Практическое применение функции Баклея-Левретта - получение зависимости Отбор от НИЗ – Обводненность

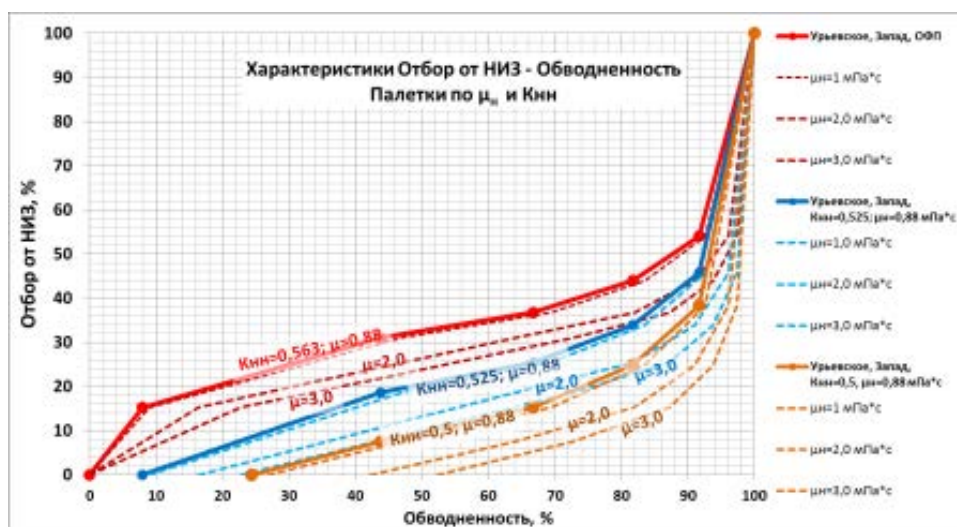


Рисунок 3. Пример палеток характеристик вытеснения, изменяющихся в зависимости от нефтенасыщенности и вязкости нефти

Через фазовые проницаемости можно спрогнозировать целый ряд других показателей разработки, например, динамику дебита жидкости и нефти.

Примеры динамики показателей для фактических пластов подтверждают закономерности, полученные по фазовым проницаемостям, а форма кривых изменения всегда может быть обозначена в виде палеток.

Таким образом, в работе обоснован подход для проведения качественной и количественной оценки эффективности выработки запасов и прогноза динамики технологических показателей без применения гидродинамических симуляторов или в комплексе с ними.

#### Библиографический список

1. Обобщение опыта разработки объекта ЮВ1 месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» для повышения обоснованности прогноза

технологических показателей / В.В. Вахрушев, В.Н. Мельников, С.А. Москвитин // Нефтяное хозяйство. – 2016. - № 8. – С. 44-47.

2. Использование инженерных методик для прогноза технологических показателей разработки / В. В. Вахрушев, В. Н. Мельников, С. А. Москвитин [и др. ] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2016. - № 11. – С. 53-58.

Научный руководитель: Стрекалов А. В., д-р техн.наук, профессор

### **Модернизация комплекса механизации спуско-подъемных операций при подземном ремонте скважин**

*Минилбаев А.А., Коннов Ю.Д.*

*Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа*

При бурении и капитальном ремонте скважин наиболее трудоемкими и опасными работами являются спуско-подъемные операции (СПО).

Технология СПО за последние десятилетия не изменилась и осталась прежней, то есть состоящей из операций свинчивания - развинчивания инструмента на отдельные свечи или трубы, захвата их элеватором и установки (или взятия) в вертикальные пакеты или на мостки. Поэтому механизация этих трудоемких операций остается одной из главных проблем и задач совершенствования СПО. Это не исключает сокращение СПО за счет мероприятий по увеличению длины рейсов, увеличению скорости подъема и спуска, совмещению спуско-подъемных операций и др.

В 2012 году был зарегистрирован патент на изобретение «Комплекс для механизации спуско-подъемных операций при капитальном и текущем ремонте скважин» [1].

В состав комплекса механизации спуско-подъемных операций (рисунки 1) включается гидроманипулятор, механизированная кассета, опорные стойки, автоматический элеватор, верхний центратор, система свинчивания-развинчивания, включающий в себя гидроключ с гидравлическим стопорным устройством. Также в состав комплекса входит гидростанция, два пульта управления (первый – в кабине агрегата, второй – дистанционный) и приемные мостки.

В процессе спуска колонны НКТ, механизированная кассета выделает одну трубу НКТ и перекидывает на опорные стойки, гидроманипулятор забирает трубу со стоек, переводит в вертикальное положение. После этого он начинает перемещать трубу к устью скважины. Когда труба находится на одной оси с колонной НКТ, гидроманипулятор подает трубу в автоматический элеватор. После того, как труба начинает удерживаться автоматическим элеватором, захваты манипулятора приоткрываются таким образом, чтобы труба могла свободно перемещаться в осевом направлении.



Автоматический элеватор начинает опускать трубу, она центрируется захватами, затем ниппель трубы попадает в нижний центратор, который обеспечивает точное попадание ниппеля трубы в муфту трубы эксплуатационной колонны. Нижний центратор смонтирован на стопорном устройстве.

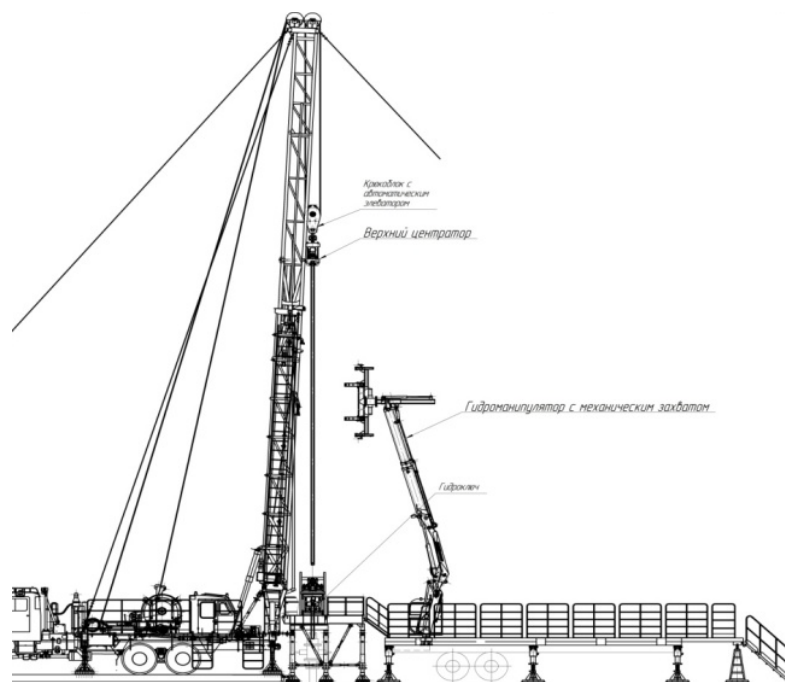


Рисунок 1. Комплекс для механизации СПО

Так как талевая система с автоматическим элеватором под действием ветровой нагрузки начинает раскачиваться, а для захвата колонны необходимо, чтобы торец муфты трубы мог точно войти в отверстие траверсы элеватора, то необходимо предотвратить колебания элеватора. Для этого используют верхний центратор, который монтируется на вышке. Так как сложно обеспечить точное попадание конца трубы в отверстие автоматического элеватора, к корпусу элеватора крепится конусообразная юбка, служащая для направления трубы в отверстие корпуса элеватора. При подаче трубы в элеватор происходит контакт трубы с конусообразной юбкой, поэтому, для предотвращения возникновения искры конусообразная юбка изготавливается из бронзы.

Центрирование трубы необходимо для обеспечения свинчивания-развинчивания насосно-компрессорных труб, так как в случае нестыковки ниппеля трубы и муфты трубы колонны возможны повреждения трубы, и, как следствие, потеря герметичности в колонне. Гидроключ выдвигается к центру скважины при помощи гидроцилиндра и свинчивает трубы, стопорное устройство фиксирует колонну насосно-компрессорных труб от проворачивания в сплайдере. После завершения свинчивания автоматический элеватор, подвешенный на крюк-блоке, начинает опускаться до тех



пор, пока муфта трубы не займет положение между гидроключом и стопорным устройством. В этот момент колонна опускается на клинья спайдера, и свободный автоматический элеватор начинает движение в первоначальное положение, когда он находится внутри верхнего центратора.

Процесс подъема колонны производится в обратном порядке.

Применение предложенного комплекса позволит повысить производительность на 20% и сократить время на СПО на 5-10%. Внедрение комплекса способствует снижению риска аварийности и травматизма за счет применения программного управления.

Применение предложенного комплекса позволит:

- а) значительно уменьшить время СПО;
- б) сократить численность рабочей бригады;
- в) повысить эффективность и безопасность работ;
- г) заменить тяжелую физическую работу механизированной с управлением с пульта управления;
- д) повысить культуру производства.

#### Библиографический список

1. Пат. 244608 Российская Федерация, МПК E21B19/14 Комплекс для механизации спуско-подъемных операций при капитальном и текущем ремонте скважин / Матвеев Ю. Г., Шарипов И. К., Ильиных А. И., Коннов Ю. Д., Васильев П. К., Спивак Е. Г., Яневич С. В., Фахретдинов Д. Ю.; патентообладатель Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования "Уфимский государственный нефтяной технический университет"(УГНТУ), Матвеев Ю. Г., Коннов Ю. Д. – №2010123180; заявл. 07.06.2010; опубл. 10.03.2012, Бюл. №7.

2. Сервер раскрытия информации - ОАО "НК "Роснефть" Решения совета директоров [Электронный ресурс]. - URL: <http://www.e-disclosure.ru/Index.aspx?eventid=88bg8fFtz0iLPV6XZ-ANqVA-B-B>

3. Применения открытого [Электронный ресурс]. - URL: <http://q02.ru/trub/p/68/index.html>

4. Нефть и газ [Электронный ресурс]. - URL: [https://www.tyuiu.ru/wp-content/uploads/2017/08/NIG\\_-2\\_2017.pdf](https://www.tyuiu.ru/wp-content/uploads/2017/08/NIG_-2_2017.pdf)

Научный руководитель: Коннов Юрий Дмитриевич, доцент.

#### **Применение оптоволоконного кабеля на нефтегазовых месторождениях**

*Михалочкин А.И., Гасанли Э.Р.*

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

Современная промысловая геофизика интенсивно развивается и стремится уйти от периодических наблюдений с обязательной остановкой

скважины для подготовки и проведения ПГИС к постоянному мониторингу в процессе работы скважины, что позволит повысить эффективность разработки месторождений.[1]

Применение оптического волокна (ОВК) значительно сокращает экономические затраты на проведение геофизических и гидродинамических исследований скважин[2] и позволяет в режиме реального времени осуществлять сразу несколько задач: контроль работы погружного оборудования, отслеживание изменения профиля притока флюида, поступающего из пласта; выявление негерметичности эксплуатационной колонны скважины и заколонных перетоков.

Композитный самовыпрямляющийся кабель-датчик решает крайне актуальную отраслевую задачу по постоянному мониторингу или периодическим ГИС в горизонтальных скважинах. Полностью монолитная конструкция без полых элементов обеспечивает очень высокую продольную жесткость и позволяет размещать кабель-датчик в горизонтальных участках скважин.

На основании разработки приборов и датчиков компанией ЗАО «ГЕОПТИКС», основанной в 2010 году, были произведены решения следующих проблем:

- Недостаточная безопасность и высокая стоимость проведения исследования горизонтальных скважин;
- Затруднённая возможность проведения периодического исследования на рабочих режимах;
- Сложность оценки качества проведения гидроразрыва и корректировки дизайна портов, вызванная необходимостью проведения исследований.

Технология с применением композитного самовыпрямляющегося кабеля-датчика, комплексированного с точечным датчиком-направляющим, позволяет устанавливать датчики в горизонтальных стволах не меняя конструкцию скважины. На рисунке 1 приведено подземное оборудование технологии.

Благодаря уникальному самовыпрямляющемуся кабелю, сочетающему в себе геофизический кабель для доставки ГИС приборов и распределенный волоконный датчик температуры, появляется возможность комплексных исследований без использования колтюбинга и скважинных тракторов.[3] Запатентованная конструкция композитного оптоволоконного кабеля-датчика, которая может быть модифицирована под нужды заказчика (изменение оболочки кабеля в зависимости от температурных условий скважины, дополнительные усиливающие конструкции и т.д.) в сочетании с низкой стоимостью создаст высокую конкурентную способность по сравнению с ныне существующими дорогостоящими технологиями.



Рисунок 1. Подземное оборудование технологии

Оптоволоконная система позволит проводить мониторинг профилей нагнетания и притока[4], подбирать оптимальный алгоритм для выстраивания системы разработки и мероприятий, направленных на повышение нефтеотдачи, проводить оптимизацию системы поддержания пластового давления для более полной выработки запасов нефти. Внедрение оптоволоконной системы положит начало реализации проекта «интеллектуального месторождения».

#### Библиографический список

1. Коноплев Ю. В. Геофизические методы контроля разработки нефтяных месторождений / Ю. В. Коноплев, Г. С. Кузнецов, Е. И. Леонтьев // Недра. - 1986. - С. 51-53, С. 56-60
2. Агравал Г. П. Нелинейная волоконная оптика / Г. П. Агравал / Москва: Мир, 1996. - 323 с.
3. Листвин А. В. Рефлектометрия оптических волокон А. В. Листвин, Листвин В. Н. - Москва: ЛЕСАР, 2005. - 208 с.
4. Латышова М. Г. Обработка и интерпретация материалов геофизических исследований скважин / М. Г. Латышова, Б. Ю. Вендельштейн, В. П. Тузов. // Недра. - 1975. - С. 164-166

Научный руководитель: Сохошко С.К., доктор технических наук, доцент, академик РАЕН.

## Состояние минерально сырьевой базы ПАО «Лукойл»

Мусаева Х.Ф.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Деятельность нефтегазовых компании в целом можно описать по трем направления: добыча; запасы; денежный поток. Именно на этих трех китах держится вся нефтяная отрасль. В данной статье описывается состояние первых двух параметров, добычи и запасов. Для оценки минерально-сырьевой базы ПАО «ЛУКОЙЛ» были рассчитаны следующие показатели, представленные в таблице 1.

Таблица 1

Изменение показателей запасов и добычи нефти ПАО «ЛУКОЙЛ», %

Показатель	Значение				
	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
Коэффициент добычи к запасам, %	5,08	5,35	5,95	5,50	5,45
Темп прироста, %	-	5,25	11,29	-7,66	-0,87
Индекс срока жизни запасов, лет	19,68	18,70	16,80	18,20	18,35
Темп прироста, %	-	-4,99	-10,14	8,29	0,87
Коэффициент восполнения	0,89	1,07	0,68	0,77	0,65
Темп прироста, %	-	21,10	-36,91	13,28	-14,77
Коэффициент возмещения	1,89	2,07	1,68	1,77	1,65
Темп прироста, %	-	9,91	-19,10	5,36	-6,41

Коэффициент добычи нефти к запасам компании увеличивается в среднем на 2 % в год, данная тенденция является отрицательной, т. к. свидетельствует об опережение темпов отбора над темпами прироста запасов. За анализируемый период показатель восполнения запасов в среднем уменьшается на 3,5 % в год, данная тенденция также является отрицательной, связи с тем что количество вновь открытых запасов не превышают над показателями добычи, увеличивается скорость истощения минерально-сырьевой базы ПАО «ЛУКОЙЛ». Вероятность нахождения новых месторождений нефти и газа на территории Западной Сибири, добыча нефти которой составляет 80 % от общих показателей добычи по компании, в ближайшее время очень мала в связи с достаточным уровнем изученности. Индекс срока жизни запасов нефти компании за исследуемый период относительно стабилен и составляет 18 лет, показатель по стране также стабилен и составляет 26 лет, что в 2 раза меньше мировых показателей, составляющих 52 года. Соотношения запасов и добычи по основным нефтедобывающим странам приведены на рисунке 1.

Опережающими темпами роста в среде основных нефтедобывающих стран аномальной обеспеченностью запасами нефти характеризуются: Венесуэла и Китай. Обеспеченность запасами Венесуэлы превышает мировые показатели в 4 раза, Китай – в 1,12. Медленный темп прироста показателя

по остальным странам связан с превышением уровня добычи над уровнем замещения и восполнения запасов нефти.

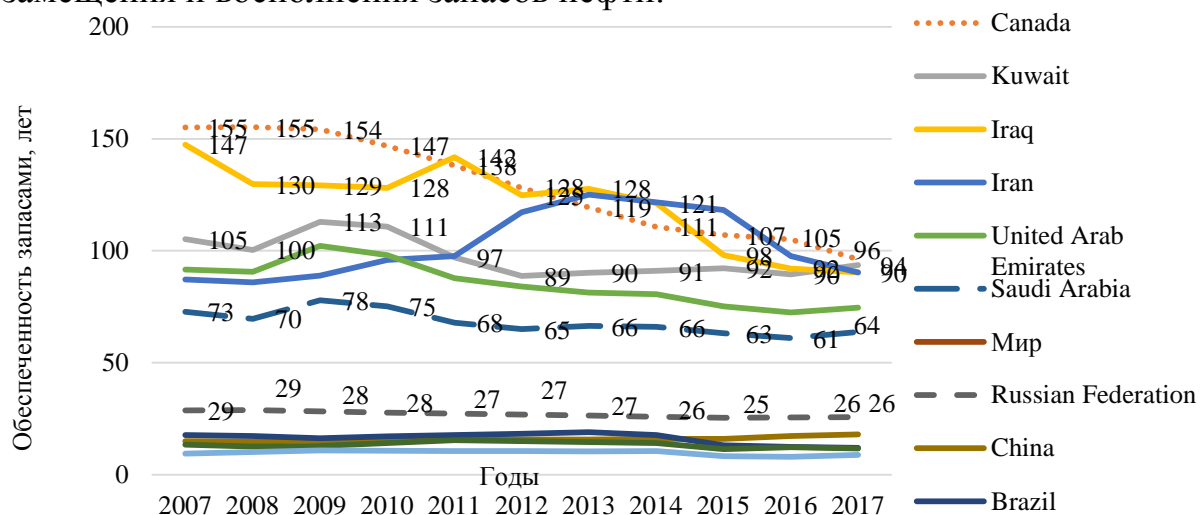


Рисунок 1. Изменение показателей обеспеченности запасами нефти, лет

Опережающий рост запасов является положительной тенденцией, и характеризует экстенсивный путь развития отрасли. В связи с тем, что большая часть нефти остается неизлеченной в недрах или пропущенной в связи с недостаточным технологическим уровнем добычи, имеет место и интенсивный путь развития, характеризуемый методами увеличения нефтеотдачи.

#### Библиографический список

1. Годовой отчет о результатах деятельности ПАО «ЛУКОЙЛ» 2019 г. [Электронный ресурс] // Официальный сайт ПАО «ЛУКОЙЛ». – Режим доступа: <http://www.lukoil.ru/>

Научный руководитель: Курушина Е.В., канд. экон. наук, доцент.

### **Разработка технологии ликвидации заколонных перетоков в нефтедобывающей скважине из нижележащего водоносного горизонта**

*Ниааба Энтони Садат*

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

Поступление пластовой воды из выше-нижезалегающих водоносных горизонтов по негерметичному заколонному пространству приводит к резкому увеличению обводненности добываемой продукции, снижению производительности скважин, что отражается на конечной нефтеотдаче пластов.

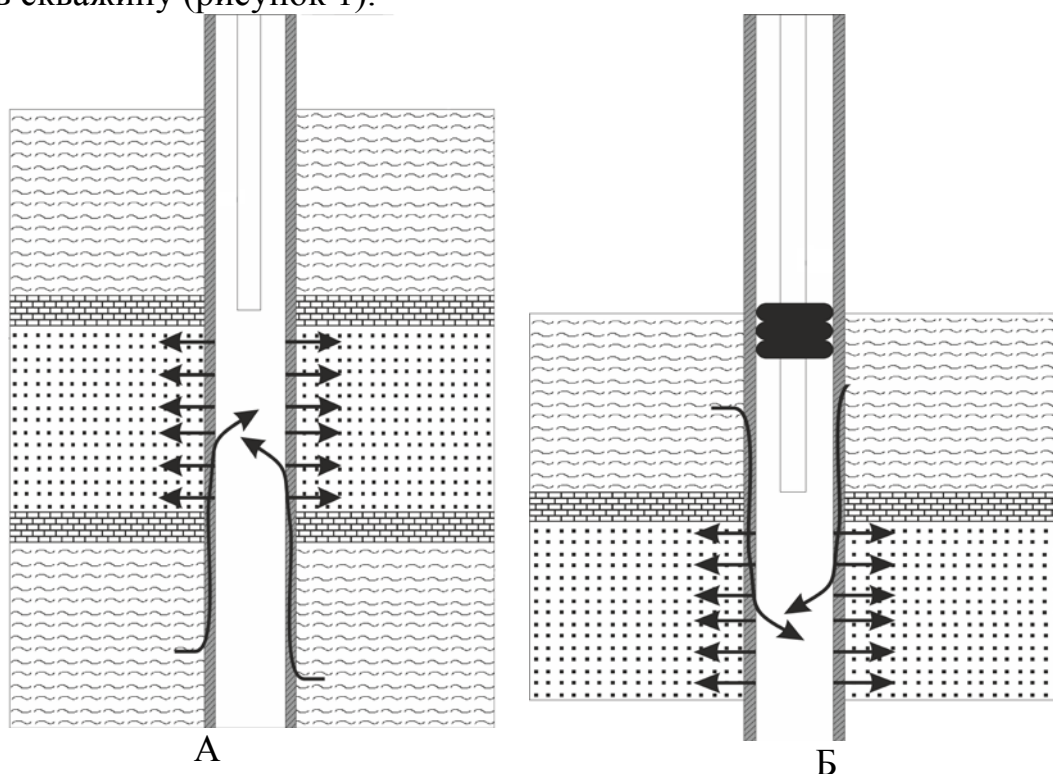
Главным геолого-физическим фактором, способствующему возникновению заколонных перетоков (заколонной циркуляции (ЗКЦ) пластовых

вод) является близкое расположение нефтеносных и водоносных горизонтов по разрезу скважины. Вынос песка при эксплуатации скважин способствует возникновению «пустот» в заколонном пространстве и дальнейшему развитию ЗЦК.

Необходимо отметить, что наличие углекислого газа или сероводорода в геологическом разрезе скважины в большинстве случаев способствуют разъеданию цементного камня, находящегося между горной породой и эксплуатационной колонной, что также существенно способствует возникновению заколонных перетоков.

Многие специалисты выделяют дополнительные геологические факторы, способствующие возникновению заколонных перетоков – наличие в породе трещин, дефектов сдвига, разрыва, аномально высокие пластовые давления и др.

Также стоит отметить, что некачественное цементирование скважин на стадии заканчивания, образование слабого за эксплуатационной колонной цементного камня приводит к тому, что водоносные горизонты не разобщаются и оказываются соединенными с нефтеносными. Поэтому наличие таких каналов и позволяет пластовой воде свободно перемещаться по заколонному пространству и уже через перфорационные отверстия поступать в скважину (рисунок 1).



А – заколонный переток из нижележащего водоносного горизонта;  
Б – заколонный переток из вышележащего водоносного горизонта.

Рисунок 1. Схема формирования заколонных перетоков

Задача, стоящая перед автором, состоит в обеспечении качественной ликвидации заколонных перетоков пластовых вод из нижерасположенных водоносных горизонтов в вышерасположенный перфорированный продуктивный пласт в нефтедобывающих скважинах.

Достижимый технический результат, который получается в результате применения технологии, состоит в создании надежного барьера поступления пластовых вод по заколонному пространству между обсадной колонной и горными породами.

Поставленная задача и технический результат достигаются тем, что технология ликвидации заколонных перетоков в нефтедобывающей скважине из нижележащего водоносного горизонта включает глушение скважины, извлечение внутрискважинного оборудования. Установку пакер-пробки в интервале подошвы продуктивного пласта, и через спущенную колонну насосно-компрессорных труб с пакером закачивают в перфорационные каналы блокирующий состав. После этого поднимают колонну НКТ с пакером, разбуривают пакер-пробку, на колонне бурильных труб спускают щелевой перфоратор и проводят перфорацию в интервале водоносного горизонта с образованием продольных щелевых каналов. Приподнимают бурильные трубы с перфоратором и спускают компоновку, состоящую из НКТ, пера и пакера. Далее проводят закачку водоизоляционной композиции, которая прокачивается в щелевые каналы. После этого приподнимают компоновку и скважину оставляют на ОЗЦ. Далее в скважину спускают обсадную колонну меньшего диаметра от забоя до кровли водоносного горизонта, цементируют и оставляют на ОЗЦ. В заключение скважину реперфоризируют в интервале продуктивного пласта, осваивают и выводят на режим.

#### Библиографический список

1. Демахин, С. А. Химические методы ограничения водопритока в нефтяные скважины [Текст]: учебник / С. А. Демахин, А. Г. Демахин. – Москва: Недра, 2010. – 198 с.

Научный руководитель: Леонтьев Д.С., ассистент.

### **Основные проблемы некачественного спуска обсадных колонн и возможные пути их решения**

*Петерс С.Е.*

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

Успешное строительство скважин в значительной степени зависят от качества крепления, правильного подбора конструкции, обеспечивающей разделение зон, несовместимых по бурению. Так же огромное значение

имеет безаварийность проводимых операций при строительстве и крепле-нии.[1]

К основным проблемам при спуске обсадных колонн, можно отне-сти:

- Недопуск обсадной колонны до проектной глубины;
- Разъединение по резьбовым соединениям;
- Прихват колонны.

В настоящее время особенно распространена проблема недопуска обсадной колонны в виду сложных геологических условий, некачествен-ной проработки и промывки ствола скважины (попытки ускорения сроков строительства), что влечет за собой большие последствия в виде увеличе-ния затрат и времени на строительство скважины.

Таблица 1

Статистика проблем при спуске по 2018 году, на предприятии КСА  
Deutag:

№ БУ	№ скв.	Краткое описание инци-дента	Причины аварии
T500	1155	Не допуск ОК 168мм до проектной глубины	Причина потери подвижности ОК Ø 168мм – дифференциальный прихват. Необходимо было произвести промывку, что помогло бы избежать потерю подвижности ОК.
T502	143Г	Падение ОК 178мм в скважину	Не верное нанесение меток для захвата ОК системой CDS, в следствие чего произошел срыв ОК Ø 178мм с клиньев-сухарей оборудованной системы CDS.
	142Г	Не допуск ОК 178мм до проектной глубины	Было допущено увеличение времени нахождения колонны в открытом стволе без дви-жения до 10-ти минут, по причине наворота промывочного переводника.
T503	2029Г	Не допуск ОК 178мм до проектной глубины. Не-возможность дальнейшего бурения.	Падение шаблона в скважину. Недопуск ОК Ø 178мм. Невозможность дальнейшего буре-ния.
T504	906Г	Потеря подвижности ОК 178 мм	Причина – геологическое осложнение. От-сутствие стабильности ствола при подготов-ке ствола скважины, обильный выход шлама на ситах, поглощения при подготовке ствола.



Последствия данных аварий: 1) Непроизводственное время по каждой скважине порядка 14.5 суток; 2) Оценочные потери в среднем 25 млн. руб.

К основным вариантам решения проблемы можно отнести:

- 1) Технологический (более качественная подготовка ствола к спуску);
- 2) Физико-химический (подбор качественного бурового раствора);
- 3) Использование дополнительной оснастки и технологий при спуске.

Рассмотрим возможные пути решения с помощью использования инновационных оснасток и технологий при спуске:

1) Система *OverDrive* (“*Weatherford*”), Система *CDS* (“ТЕСКО”) – системы спуска обсадной колонны с постоянным вращением и промывкой.

Обеспечивает высококачественную сборку обсадной колонны и предназначена специально для безопасного захвата труб обсадной колонны, их сборки и спуска. Гидравлический вертлюг обеспечивает вращение обсадной колонны во время спуска, промывки и расхаживания, и передачи нагрузки от верхнего привода на обсадную колонну. Отдельный датчик крутящего момента обеспечивает точные показания крутящего момента через адаптированную компьютерную систему. Штропа системы позволяют выполнять центрирование труб во время наращивания. В систему входит дополнительное оборудование для циркуляции и долива скважины во время спуска ОК. Система сводит к минимуму перемещение труб вручную на буровой площадке при одновременном снижении рисков, связанных с применением традиционных механических ключей. Это способствует более безопасному и эффективному спуску обсадных колонн.

2) Реактивный прорабатывающий башмак *GeoPro*

Прорабатывающая долотная часть (сплав карбид вольфрама) восстанавливает открытый ствол скважины от различного типа осложнений: шламовые образования, обвалы стенок скважины, набухания пород. Башмак способен давать высокоскоростное прорабатывающее вращение при очень низком перепаде давления. Позволяет прорабатывать осложнения в скважине, которые были обнаружены при бурении или проработке ствола. Что способствует спуску колонны на проектную глубину.

3) Самоориентирующийся эксцентричный башмак

Эксцентричная направляющая насадка вращается в направлении наименьшего сопротивления, позволяя башмаку обходить препятствия, облегчая спуск обсадной колонны в сложных участках ствола скважины, в местах резких изгибов и искривлений. При создании нагрузки на нос башмака происходит поступательное движение с вращением корпуса, что помогает обходить уступы, неровности и каверны, позволяя спустить колонну до проектного забоя.

4) Использование в компоновке обсадной колонны жестких центра-  
торов

Данные центраторы улучшают циркуляцию бурового раствора, что способствует более качественной промывке скважины. Снижают ходовое сопротивление при спуске колонны. Минимизируют перепады давления.

Проработка при спуске обсадной колонны оправдана там, где осложнения являются распространенным явлением, причем промывка через колонну сама по себе недостаточно эффективна для спуска колонны до проектной глубины. Таким образом, необходимо использовать комплекс методов, для достижения необходимой глубины спуска обсадной колонны, включающий в себя: систему спуска с одновременным вращением и промывкой, использование специальных башмаков (прорабатывающий, эксцентричный), включение в оснастку колонны труб жестких центраторов.

#### Библиографический список

1. Басарыгин, Ю. М. Бурение нефтяных и газовых скважин: учеб. пособие для вузов / Ю. М. Басарыгин. – Москва: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. – 632 с.
2. Каменских, С. В. Осложнения и аварии при строительстве нефтяных и газовых скважин: учебное пособие / С. В. Каменских [и др.]. – Ухта : УГТУ, 2014. – 231с.

Научный руководитель: Салтыков В.В., д.т.н. профессор

### **Сравнительный анализ методов повышения нефтеотдачи на месторождениях**

*Позднякова В.В.*

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

Из года в год по всему миру растет потребление нефтепродуктов, однако в последнее время при оценке состояния и возможных перспектив развития нефтяной промышленности России особое внимание уделяется истощению ранее введенных крупных месторождений.

Также отмечается снижение объема прироста запасов, приуроченных в основном к небольшим залежам нефти с более сложными геолого-физическими характеристиками в удаленных районах.

В данных условиях все появляется проблема более полного извлечения запасов нефти из разрабатываемых и вновь вводимых месторождений.

Так, актуальными являются задачи применения новых технологий добычи нефти, которые позволяют значительно уменьшить нефтеотдачу уже разрабатываемых пластов, извлечь остаточные запасы нефти на которых традиционными методами невозможно.

С ростом интереса к методам повышения нефтеотдачи пластов развиваются исследования, которые направлены на поиск подхода, который

был бы обоснован научно, к выбору более эффективных технологий разработки месторождений.

Задачей данной работы является проведение сравнительного анализа методов повышения нефтеотдачи, который проводится на основе сравнения достоинств и недостатков различных методов, а также выбор наилучшего метода.

Краткая характеристика, достоинства и недостатки методов повышения нефтеотдачи представлены в таблице 1.

Таблица 1

### Методы повышения нефтеотдачи

Название метода	Достоинства	Недостатки
Паротепловое воздействие на пласт	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. При нагреве пласта происходит дистилляция нефти, снижение вязкости и объемное расширение всех пластовых агентов, изменение фазовых проницаемостей, смачиваемости горной породы и подвижности нефти, воды и др.</li> <li>2. При закачке в пласт пара обеспечиваются более высокие скорости введения в него теплоты, чем какими-либо другими тепловыми методами.</li> <li>3. Производительность скважин может быть увеличена в 10-30 раз и более.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Большая потеря теплоты при применении в пластах с небольшой нефтенасыщенной толщиной</li> <li>2. Сложность при разработке их термическими методами. Нагнетание агента с минимально необходимой скоростью может приводить к гидроразрыву.</li> <li>3. Проблематично применять в трещиноватых пластах с высоковязкой нефтью, которые приурочены к карбонатным коллекторам.</li> <li>4. Обработка воды химическими реагентами[1].</li> </ol>
Влажное внутрипластовое горение	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Генерирование теплоты непосредственно в пласте.</li> <li>2. Сокращение затрат сжатого воздуха на добычу нефти.</li> <li>3. Улучшение теплопереноса в пласте</li> <li>4. Повышение эффективности процесса теплопереноса и извлечения нефти.</li> <li>5. Уменьшение концентрации сгорающего в процессе химических реакций топлива.</li> <li>6. Увеличение скорости продвижения по пласту тепловой волны.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Труднорегулируемый процесс (прорыв газов в добывающую скважину).</li> <li>2. Отсутствие надежных технических средств контроля за распространением фронта горения.</li> <li>3. Могут возникать поверхностные утечки газа (азот, углекислый газ, кислород);</li> <li>4. Осложнение промысловой подготовки нефти;</li> <li>5. Коррозия оборудования;</li> <li>6. Экологические проблемы (образование сильно обводненной эмульсии, выделение токсичных продуктов (H<sub>2</sub>S, SO<sub>2</sub>, NO<sub>2</sub>))[2].</li> </ol>

Пароциклические обработки скважин	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Прогрев пласта и нефти в призабойных зонах добывающих скважин.</li> <li>2. Снижение вязкости нефти.</li> <li>3. Повышение давления.</li> <li>4. Противоточная капиллярная фильтрация</li> <li>5. Большая гибкость по сравнению с внутрислоевым горением.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. На практике период нагнетания пара обычно равен одной неделе, редко - более трех недель, а период выдержки длится 1-4 сут, иногда больше, в зависимости от характеристик пласта. Последующая добыча с повышенным дебитом может длиться от 4 до 6 месяцев, после чего цикл работ повторяется[1].</li> </ol>
Вытеснение нефти растворами полимеров	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Полимерные растворы, обладая повышенной вязкостью, лучше вытесняют не только нефть, но и связанную пластовую воду из пористой среды.</li> <li>2. Существенное уменьшение динамической неоднородности потоков жидкости и, как следствие, повышение охвата пластов заводнением.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Высокие требования к применяемым полимерным реагентам.</li> <li>2. Необходимость разработки новых подходов к созданию реагентов.</li> </ol>

Таким образом, наиболее выгодным по сравнению с остальными способами является метод пароциклических обработок скважин за счет наименьшего количества недостатков, а также большей гибкости по сравнению с другими методами и более легкой капиллярной фильтрации.

В общем, проблема более полного извлечения запасов нефти на месторождениях актуальна и требует решения, которое включает в себя разработку инновационных методов увеличения нефтеотдачи, а также введение в эксплуатацию наиболее выгодных уже существующих методов, в зависимости от месторождения, нефти и экономических соображений.

#### Библиографический список

1. Совершенствование технологии внутрислоевого горения // [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://na-journal.ru/1-2016-tehnicheskie-nauki/754-sovershenstvovanie-tehnologii-vnutriplastovogo-gorenija>
2. Методы теплового воздействия на пласт (краткая характеристика) // [Электронный ресурс] – Режим доступа: [#http://neftegaz.wikia.com/wiki/Методы\\_теплового\\_воздействия\\_на\\_пласт\\_краткая\\_характеристика](http://neftegaz.wikia.com/wiki/Методы_теплового_воздействия_на_пласт_краткая_характеристика)).

Научный руководитель: Темпель Ю.А.

## **Формирование оптимального варианта разработки в условиях геологической неопределенности с применением вероятностного подхода на примере объекта БВ<sub>7</sub> Южно-Выинтойского месторождения**

*Полякова Н.С., Лазарев Р.А.*

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

На сегодняшний день в России проектирование разработки разбуренных месторождений ведется, преимущественно, с использованием «детерминированных» геолого-гидродинамических моделей, что ставит нас в определенные рамки и мы имеем один вариант разработки, который не учитывает возможные риски, возникающие при разбуривании новых участков месторождения, характеризующихся слабой изученностью. В представленной работе с целью определения наиболее оптимального варианта разработки участка объекта БВ<sub>7</sub> Южно-Выинтойского месторождения применен ранее разработанный в Филиале «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени вероятностный подход к формированию стратегии ввода в разработку неразбуренных участков за счёт использования не утвержденной детерминированной модели, а вариативной основы [1-2].

Суть вероятностного подхода заключается в том, что на разбуренных участках разрабатываемого месторождения можно определить параметры, оказывающие наибольшее влияние на геологическую модель [3-5]. Затем изменчивость данных геолого-физических характеристик переносить на неразбуренные зоны для построения базовой (P50), пессимистической (P90), оптимистической (P10) моделей.

Объект БВ<sub>7</sub> является определяющим добычу нефти Южно-Выинтойского месторождения, на его долю приходится 91 % извлекаемых запасов нефти и 96 % текущей добычи. Вследствие неоднородности строения и фильтрационно-емкостных свойств на объекте постоянно ведется поиск оптимальной системы заводнения. В результате реализации запроектованной обращенной семиточечной системы разработки на основной площади объекта была выявлена следующая проблема: наклонно-направленные скважины характеризовались низкой продуктивностью, вследствие чего на объекте было принято решение применять горизонтальные скважины с поинтервальным ГРП, с длиной горизонтального участка в среднем 500-600 м. Но по ряду скважин отмечался прорыв трещины ГРП в вышерасположенный водонасыщенный пласт БВ<sub>6</sub>, что и предопределило необходимость дальнейшего поиска оптимального варианта разбуривания объекта.

Для реализации вышеописанного вероятностного подхода на объекте выбран северный участок, по которому сформировано восемь вариантов размещения проектного фонда скважин, различающихся длиной горизон-

тальных стволов, расстоянием между скважинами в ряду и технологией заканчивания скважин. Учитывая геологические особенности объекта принято решение на новых участках перейти на рядную систему разработки с расстоянием между рядами 450 м, которая позволит воздействовать на пласт с учетом распространения коллектора (воздействовать закачкой по направлению восток-запад) (рис. 1).

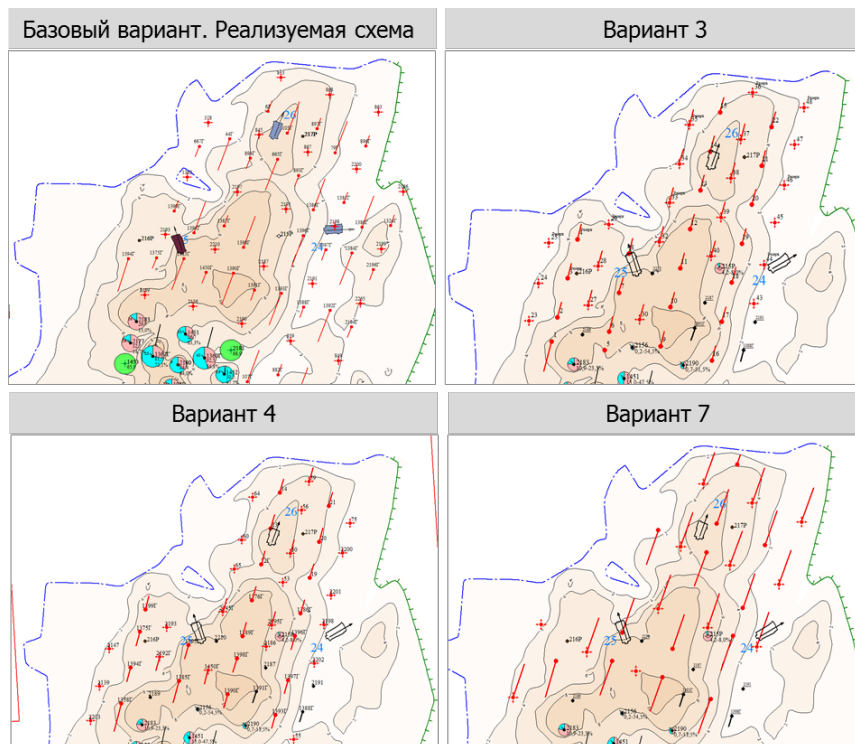


Рисунок 1. Пример формирования вариантов разработки объекта БВ<sub>7</sub> Южно-Выйнтойского месторождения

Выбор наиболее оптимального варианта разработки производился по следующему алгоритму:

1. Расчет вариантов разработки на базовой модели.
2. Экономическая оценка полученных вариантов, выбор наилучших.
3. Расчет выбранных наилучших вариантов на пессимистической модели.
4. Определение наиболее уверенных скважин по двум моделям (базовая и пессимистическая).
5. Экономическая оценка вариантов, рассчитанных на пессимистической модели, выбор наиболее устойчивого варианта к геологическим рискам.
6. Разделение фонда на кустовые площадки. Определение зависимого и независимого фонда по каждой кустовой площадке.
7. Выбор скважины (оптимистическая модель), целью которой является доизучение геологического строения участка. При подтверждении

модели насыщения – размещение проектного фонда на доизученный участок.

Применение вероятностного подхода в работе позволило сформировать наиболее устойчивый к возможным геологическим и технологическим рискам вариант разработки рассматриваемого участка, оптимизировать очередность бурения скважин с кустовых площадок, с целью минимизации геологических рисков отказаться от бурения пилотных стволов в горизонтальных скважинах; увеличить достигаемый по участку коэффициент извлечения нефти в пределах разбуренной зоны (по результатам гидродинамического моделирования).

#### 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. Сенцов, А. Ю. 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>1-3</sub>-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.

Научный руководитель: Анкудинов А.А., канд. техн. наук.

## Опыт применения нестационарного заводнения на Тевлинско-Русскинском месторождении

*Рожкова В.В., Воловик М.О.*

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

При разработке нефтяных пластов широко применяется метод искусственного заводнения пластов. Однако полнота охвата заводнением и нефтеотдача резко снижаются при усилении степени геологической неоднородности разреза. В сильно неоднородных коллекторах нагнетаемая вода прорывается к добывающим скважинам по высокопроницаемым слоям и зонам, оставляя невытесненной нефть в низкопроницаемых слоях, участках и зонах.

Дополнительный охват заводнением не вовлечённых в разработку нефтенасыщенных слоёв и зон способствует увеличению нефтеотдачи пласта, уменьшению относительных объёмов добываемой воды. Для этих целей используются разные методы повышения нефтеотдачи пластов (ПНП). Одним из низкзатратных и эффективных методов ПНП является метод нестационарного заводнения (НЗ).

Исследования показывают, что эффективность циклического метода заводнения неоднородных пластов определяется двумя неразрывно связанными процессами: внедрением воды в малопроницаемые зоны пласта за счет перепадов давления, возникающих при неравномерном распределении давлений, обусловленном неоднородностью пласта и капиллярным удержанием в мало проницаемых зонах пласта внедрившейся в него воды [1].

Метод циклического (нестационарного) заводнения нашел широкое применение на нефтяных месторождениях Татарии, Самарской области, Западной Сибири и т.д. Общеизвестным достоинством метода является простота его осуществления, применимость в широком диапазоне пластовых условий и достаточно высокая экономическая и технологическая эффективность.

На Тевлинско-Русскинском период 2014-2018 гг. технология применялась на 147-ми скважинах 15-ми участков. Дополнительно получено 21,5 тыс. т нефти, при удельной эффективности 146 т нефти на сважино-операцию (рисунок 1). Расчет дополнительной добычи нефти производился по характеристикам вытеснения с разделением эффекта на эффект по интенсификации нефтедобычи и на эффект по нефтеотдаче (или эффект за счет снижения обводненности). Эффект получен, главным образом, за счет повышения нефтеотдачи пласта (20,7 тыс. т). Сокращение отборов воды за весь период нестационарного воздействия составило 72,5 тыс. м<sup>3</sup>.

Основным объектом воздействия на месторождении является объект БС<sub>10</sub><sup>2-3</sup>. Данный объект имеет сложное геологическое строение. В разрезе



пласта выделяются различные по продуктивности пачки коллекторов. Северная и центральная части залежи сформировывались в условиях высокой гидродинамической активности, и характеризуются наличием в разрезе пласта пропластков, значительно различающихся по проницаемости. Это в свою очередь приводит к опережающей выработке и обводнению высокопроницаемых интервалов верхней части разреза. Повышению охвата процессом вытеснения подошвенной части разреза способствует проведение в них нестационарного заводнения, при котором за счет создания периодических изменений условий воздействия на неоднородные пласты возникает неустановившееся движение жидкостей, что способствует большему вовлечению запасов в разработку на этих участках.

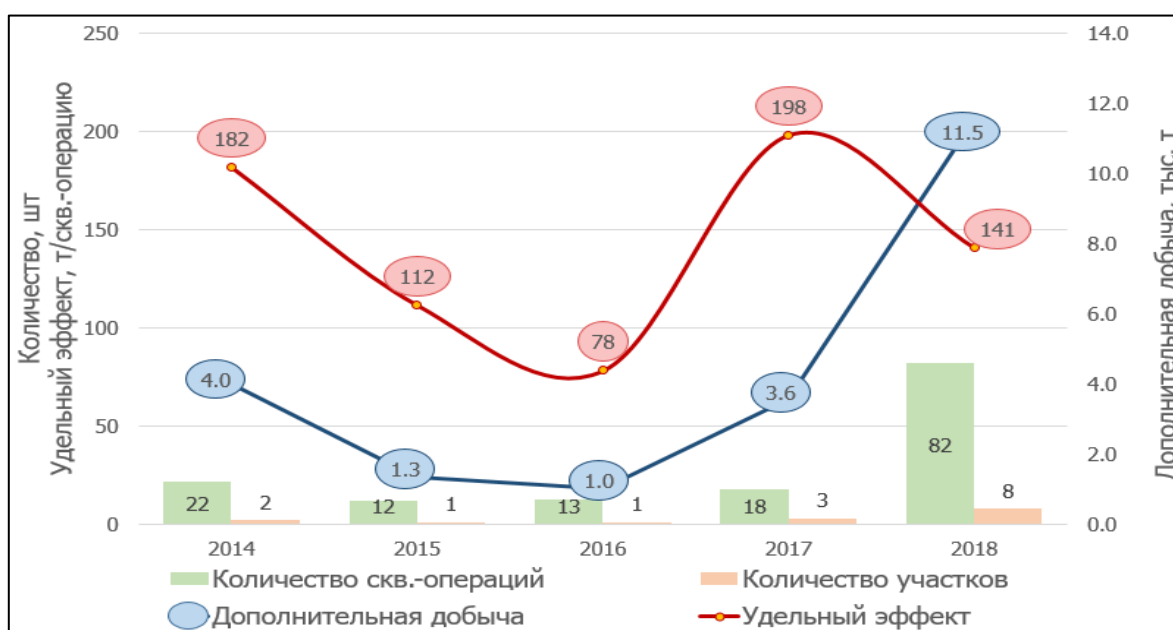
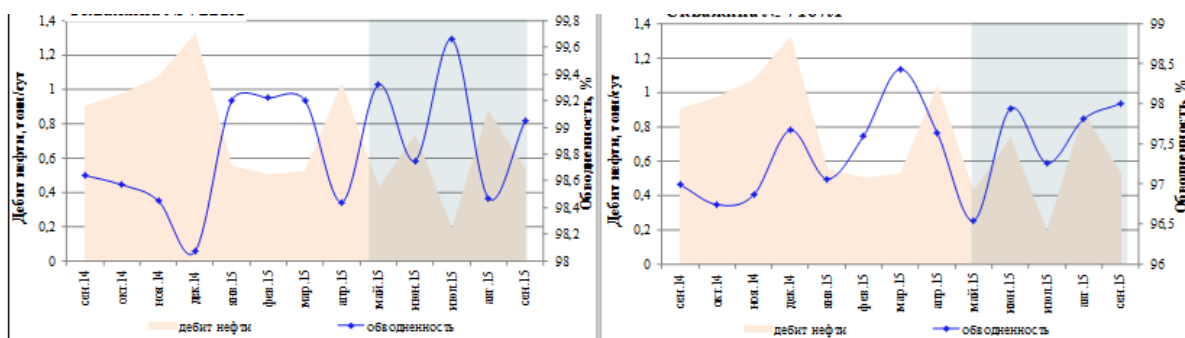


Рисунок 1. Распределение показателей нестационарного заводнения по годам

Технология нестационарного заводнения, реализованная на нефтяной залежи, имеет тенденцию к «старению», т.е. ее эффективность со временем снижается, что требует постоянного изменения технологии [2]. В качестве дальнейшего развития технологии предлагается импульсное нестационарное заводнение, заключающееся в том, что нагнетательные и добывающие скважины месторождения (участка) работают в режиме периодического изменения забойного давления, осуществляемого путём изменения расхода нагнетаемой в пласт воды и отбора нефти. Рекомендуется производить временные остановки добывающих скважин с высокой степенью обводненности. Такие остановки улучшают условия изменения сформировавшихся в пласте потоков и могут производиться в зависимости от поставленных целей на стадии как падения пластового давления, так и его повышения.

При необходимости сохранения баланса объемов добываемой жидкости и закачиваемой воды во время циклического заводнения помимо нагнетательных скважин в таком же периодическом режиме должны работать и добывающие скважины. Это также будет способствовать перераспределению фильтрационных потоков.

Точечные остановки добывающих скважин были проведены на Тевлинско-Русскинском месторождении в 2015 году: на участке дополнительно к нагнетательным останавливали две добывающих скважины в пределах участка. Режимы работы этих скважин показали снижение обводненности и рост показателей работы скважин. Результаты остановок добывающих скважин показали высокую эффективность, дополнительная добыча по ним составила более 400 т (рисунок 2).



За период проведения НЗ по скв. № X  
 дебит жидкости снизился с **61,9** до **56,4** т/сут;  
 дебит нефти увеличился с **0,4** до **0,5** т/сут;  
 обводненность снизилась с **99,3** до **99,1** %.

За период проведения НЗ по скв. № Y  
 дебит жидкости увеличился с **282** до **303,8** т/сут;  
 дебит нефти снизился с **6,7** до **6,1** т/сут;  
 обводненность колебалась от **96,6** до **98** %.

Рисунок 2. Динамика показателей работы добывающих скважин в период проведения НЗ в 2015 году

В дальнейшем рекомендуется полноценное опробование технологии импульсного нестационарного заводнения на объекте БС<sub>10</sub><sup>2-3</sup> Тевлинско-Русскинского месторождения.

#### Библиографический список

1. Гуляев, В. Н. О реализации нестационарного заводнения на объекте АВ1-2 Урьевского месторождения / В. Н. Гуляев, И. И. Киприн // Разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2015. – № 9. – С. 76-81.
2. Владимиров, И. В. Этапы развития технологии нестационарного заводнения / И. В. Владимиров, Э. М. Велиев // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2018. – № 2 (112). – С. 28-36.

<sup>1</sup> Научный руководитель: Грачев С. И., док. техн. наук, профессор

<sup>2</sup> Научный руководитель: Апасов Т. К., канд. техн. наук., доцент

## Экспериментальная интерпретация ГДИ вертикальной скважины по КВД с применением трехмерного моделирования на примере реальной модели пласта

Романенков П.В.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Для проведения эксперимента была применена вертикальная добывающая скважина с интервалом перфорирования 1,5 метра в реальной гидродинамической модели газоконденсатного пласта.

Период работы скважины равен 7 суткам с постоянным забойным давлением 10 бар. Фиксируется кривая восстановления давления показанная на рисунке 1.

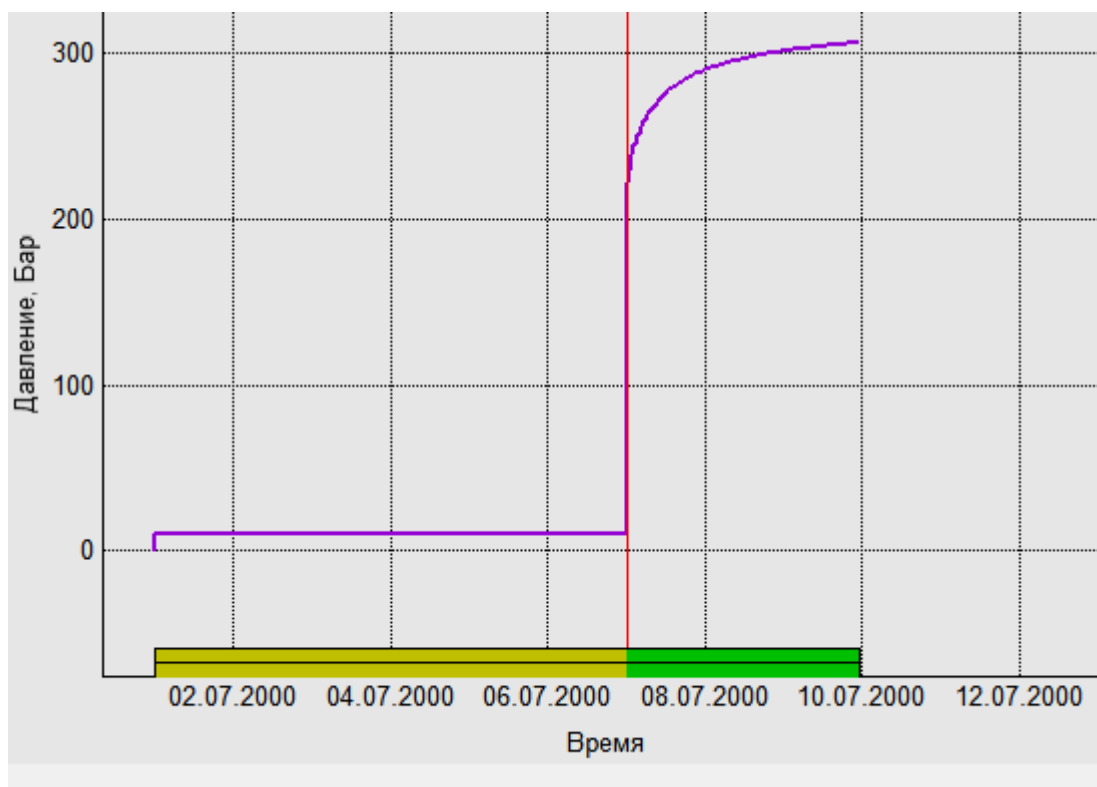


Рисунок 1. Кривая восстановления давления

Итоги интерпретации показали, что начальное пластовое давление 322,2 бара, коэффициент  $kh$  224, скин-фактор -3,57.

### Библиографический список

1. Чодри, Аманат. Гидродинамические исследования нефтяных скважин / А. Чодри ; ред. С. Г. Вольпин ; пер.: В. А. Юдин, О. В. Ломакина. - Москва : Премиум Инжиниринг, 2011. - 687 с. : ил. - (Промышленный инжиниринг). - Библиогр. в конце гл. - Библиогр.: с. 675-689.

Научный руководитель: Синцов И.А., кандидат технических наук, доцент.

## **Обоснование размещения добывающих скважин на основе литофациального анализа и прогноз эффективности их эксплуатации**

*Румянцев В.И.*

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

На сегодняшний день отложения покурской свиты в пределах Пяяхинского месторождения являются наименее изученными. Высокий уровень сложности геологического строения вызван тем, что данная свита была сформирована в континентальных условиях и представляет собой аллювиальные отложения, выраженные в переходном типе фаций – дельтовые каналы.

Разработка покурской свиты начата с пласта ПК<sub>18</sub>. После бурения каждой скважины происходило уточнение геологической модели пласта. Чтобы не допустить подобного варианта развития предлагается разработку объекта вести максимально опираясь на геологическое развитие района. На этом этапе предложено уточнить геологическое строение пласта с помощью методов фациального моделирования для более полного понимания распределения ФЕС.

Пласт ПК<sub>18</sub> на текущий момент разбурен на 71 %, поэтому для уточнения геологического строения был выбран нижележащий объект ПК<sub>19</sub>, пласт является неразбуренным.

На начальном этапе анализа геологического строения и фациального анализа был произведен детальный анализ скважинной информации. Приоритетной информацией являлся отобранный керн из трех поисковых скважин №№ 1П, 2П, 3П. Проведенный седиментационный анализ показал, что данные отложения формировались преимущественно в континентальных условиях осадконакопления. Изучаемые отложения представлены мелкозернистым косослоистым песчаником с редкими глинистыми прослоями, ниже (в третьем и четвертом столбце) песчаники резко замещаются углистыми разностями пород. Такой переход от одного литотипа пород к другому сопровождается интенсивным развитием трещиноватости. Это свидетельствует об активизации тектонических движений в данном районе и интенсивной смене обстановок седиментации в достаточно короткое геологическое время.

На этапе концептуального моделирования необходимо было определить фациальные обстановки на площади пласта. По методике Муромцева В.С. с помощью каротажных диаграмм были выделены два типа фаций – русловые отложения и надводная часть дельтового комплекса [1].

Согласно электрометрической методике В. С. Муромцева, на диаграмме ПС нас в первую очередь интересуют такие параметры, как изменение апс; кровельная, боковая и подошвенная линии каротажной кривой; толщина пласта. В нашем случае кровельная линия является прямой, что

указывает на равномерное изменение литологического состава пород от грубозернистых к тонкозернистым. Боковая линия близка по форме к прямой, что характеризует выдержанность условий формирования пород в пределах данной территории (без смены палеообстановок седиментации). Подошвенная линия диаграммы ПС в скважине № 12Е относится к наклонному типу, что указывает на преимущественно прибрежно-морской генезис пород, на формирование дельтовых отложений в пределах данной территории типа рукавов-распределительных каналов.

Также была использована методика Р.Ч. Селли по комплексной диагностике условий формирования осадков [2]. Данная методика основана на изучении поведения кривой гамма-каротажа в различных фациальных обстановках.

Следующим шагом необходимо было доказать данный вариант концептуальной модели с помощью математического аппарата в программе Irap RMS. Для построения фациальной модели с помощью модуля Channels была привлечена информация:

- 1) каротажные кривые;
- 2) структурный каркас;
- 3) сейсмические данные, включающие в себя кубы амплитуд и когерентности [3].

В процессе работ на данном этапе возникла необходимость преобразования уже имеющегося куба амплитуд в куб когерентности с помощью программного продукта Petrel, который нам укажет на распределение трещиноватости в горной породе. Это будет являться ключевой информацией в выборе тренда при построении куба, т. к. аллювиальные отложения практически полностью относятся к коллектору порового типа.

Желтыми зонами отмечены территории с повышенным уровнем трещиноватости. К таким зонам относится коллектор, который формировался в условиях русловых фаций.

С учетом вышеперечисленных данных была построена фациальная модель пласта ПК<sub>19</sub>, которая соответствовала полученной ранее концептуальной.

С учетом построенной фациальной модели следующим шагом необходимо было разместить фонд скважин, учитывающий распределение фильтрационно-емкостных свойств в пределах аллювиальных отложений. Сложность на данном этапе вызывает небольшая глинистая перемычка между пластами, а также пробуренный фонд скважин, чтобы избежать создания перетоков между пластами скважины размещались максимально приближенными к реальному расположению скважин вышезалегающего пласта, общая картина показана на рисунке 1.

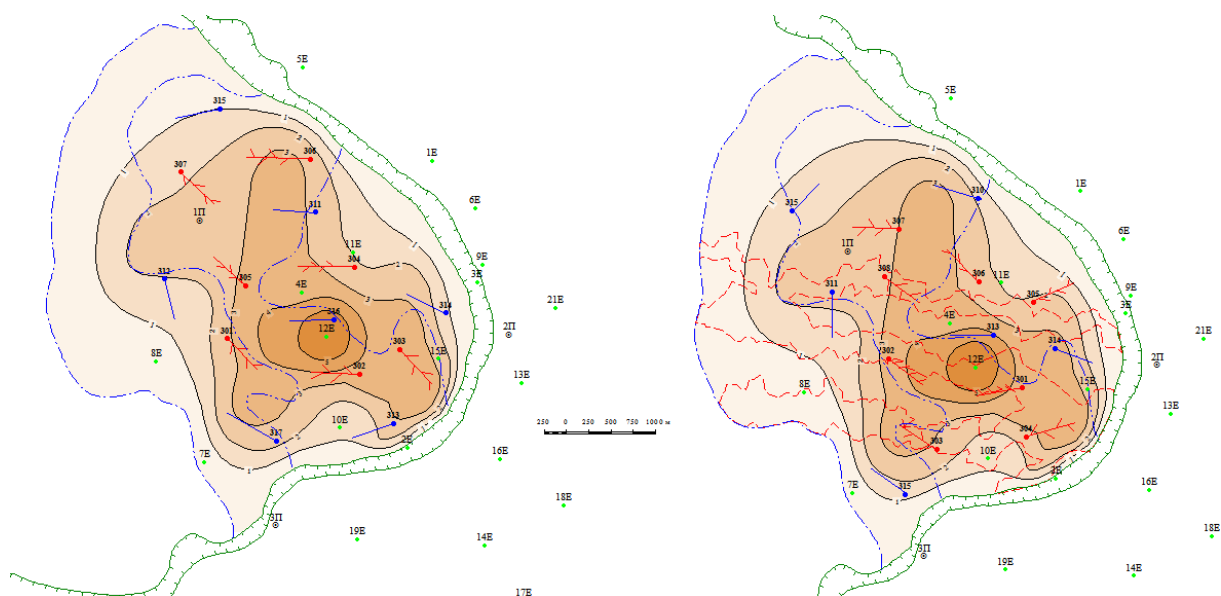


Рисунок 1. Проектный фонд скважин пласта ПК<sub>19</sub> с учетом и без учета фациального распределения

Далее был произведен расчет дебитов с помощью формулы S. Joshi, в результате которого был сделан вывод, что расположение скважин с учетом фациального распределения влияет на увеличение дебита нефти.

#### Библиографический список

1. Муромцев, В. С. Электрометрическая геология песчаных тел-литологических ловушек нефти и газа / В. С. Муромцев. – Ленинград: Недра, 1984. – 260 с.
2. Селли, Р. Ч. Древние обстановки осадконакопления / Р. Ч. Селли. – Москва: Недра, 1989. – 294 с.
3. Закревский, К. Е. Практикум по сейсмической интерпретации в Petrel / К. Е. Закревский. – Москва: МАИ-ПРИНТ, 2014. – 288 с.

Научный руководитель: Мавлетдинов М.Г., начальник отдела проектирования разработки месторождений Большехетской впадины

#### Сравнительный анализ электромагнитного нагрева пласта при добыче тяжелой нефти

*Саабесагр К., Пуртов С.А., Янгиров Р.Р.*

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

Электромагнитный (ЭМ) нагрев пласта представляет собой новую перспективную технологию существенного стимулирования нефтеотдачи в пластах с тяжелой нефтью. Данный метод принципиально не ограничен глубиной залежи пласта и позволяет обеспечивать равномерный нагрев больших объемов коллектора.

В настоящей статье анализируется потенциал добычи тяжелой нефти с применением технологии ЭМ нагрева на основе численного расчета концептуальной модели с учетом данных конкретного нефтяного месторождения, включая анализ чувствительности.

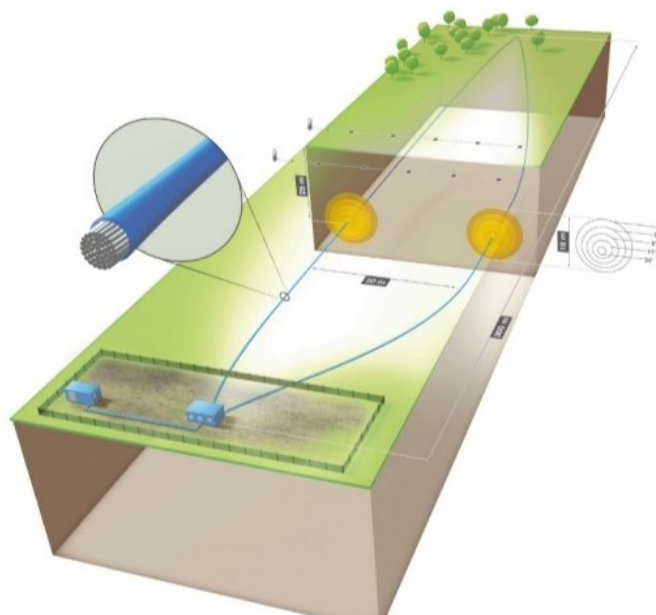


Рисунок 1. Концепция бурения индукционного контура для неглубоко залегающих коллекторов

Идея состоит в размещении в пласте электрического индукционного контура, который нагревает пласт на расстоянии до 100 м. Тепло (энергия) генерируется внутри пласта при прохождении через индуктор переменного тока средней частоты от 10 кГц до 200 кГц, в результате чего создается переменное магнитное поле, являющееся источником вихревых токов в электропроводящих частях пласта.

Различия в проницаемости по площади пласта не ограничивают объем передаваемой ЭМ энергии. Поэтому использование гибридного подхода ЭМ- ПГД как комбинированной технологии является преимущественной в неоднородных коллекторах с точки зрения коэффициента охвата, коэффициента извлечения и риска утечки пара по сравнению с применением только метода ПГД.

Применяемые тепловые методы увеличения нефтеотдачи (МУН) включают в себя закачивание пара (циклическая паростимуляция (CSS), паровое заводнение, паровой гравитационный дренаж (ПГД)), нагнетание горячей воды и внутрипластовое горение. Наиболее эффективным тепловым методом является закачивание пара, однако его применение при определенных условиях пласта ограничено, например, при большой глубине, небольшой толщине продуктивного пласта, низкой проницаемости и очень неоднородных коллекторах. Учитывая данные ограничения, ЭМ нагрев обеспечивает более широкий спектр применения на месторождениях тяжелой нефти.



К преимуществам ЭМ нагрева относятся:

- Передача тепловой энергии в пласт производится эффективно и под непосредственным контролем.
- Применение метода не ограничено глубиной, неоднородностью или низкой проницаемостью пласта, также как и литологией.
- ЭМ нагрев можно использовать как самостоятельную технологию при естественном поддержании пластового давления или же как гибридную технологию добычи в сочетании с известными процессами заводнения и другими МУН.
- ЭМ нагрев с запатентованной конфигурацией индукционного контура дает возможность нагревать большие – например, 1000 x 100 м – площади коллекторов тяжелой нефти, даже при небольшой толщине продуктивного пласта.
- Возможно использование непостоянного источника энергоснабжения (ветряки, солнечная энергия).
- Верхний предел температуры прогрева составляет прибл. 250 °С.
- Незначительное воздействие на окружающую среду.

Методика ЭМ нагрева используется для случая неглубокого месторождения, где для бурения индукционного контура может быть использована так называемая технология «cross-river» в сочетании с горизонтально-направленным бурением (ГНБ).

Следующие факторы используются для оптимизации переноса ЭМ энергии:

- расстояние по горизонтали между кабелями (типичное расстояние – 100 м),
- расположение индуктора по вертикали,
- амплитуда и частота тока в индукторе.

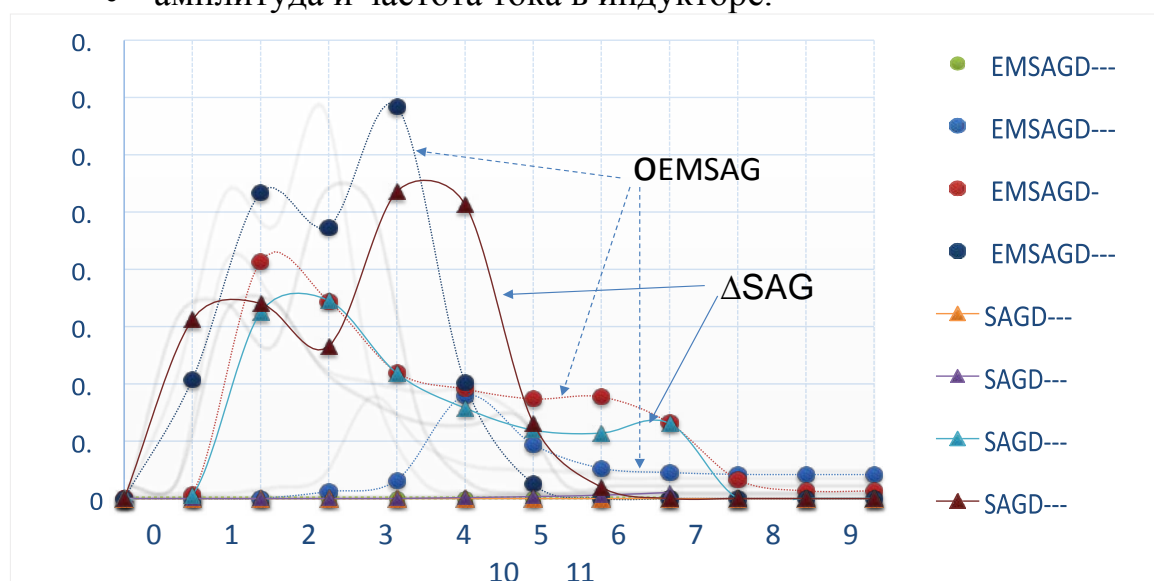


Рисунок 2. Расчетные темпы добычи нефти для различных проницаемостей пласта



Рисунок 2, показывает преимущество ЭМ-ПГД по сравнению с ПГД в диапазоне низких проницаемостей в силу того, что нагрев породы и повышение подвижности нефти здесь более эффективны. Существенно, что, как и в технологии ПГД с предварительным разогревом зоны вокруг закачивающей скважины, пар, закачиваемый в пласт под высоким давлением, встречает меньшее сопротивление. При применении только ПГД требуется больше времени для обеспечения условий для относительно свободного проникновения пара в породу и создания паровой камеры.

#### Библиографический список

1. Wacker, B. Electromagnetic Heating for In- Situ Production of Heavy Oil and Bitumen Reservoirs / B. Wacker [et al.] // SPE. – 2011. – P. 148932.

Научный руководитель: Вольф А.А., канд. физико-мат. наук, доцент.

### **Комплексное применение методов удаления и предотвращения отложений неорганических солей при скважинной добыче нефти**

*Саитгареев Р.Ш.*

*Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа*

Большинство месторождений России находятся на поздней стадии разработки и характеризуются высокой обводненностью продукции скважин, что в свою очередь приводит к образованию неорганических солей в призабойной зоне пласта и на глубинно-насосном оборудовании. Это приводит к преждевременному износу насоса, снижению коэффициента продуктивности скважины и, как следствие, вызывает большие затраты на проведение ремонтов [1].

Известны различные методы борьбы с отложениями неорганических солей. В общем случае они подразделяются на методы, предотвращающие отложения неорганических солей, и методы удаляющие уже выпавшие осадки. Эффективным методом предотвращения отложений солей является применение химических реагентов – ингибиторов солеотложений. При этом наибольшая эффективность достигается при использовании технологий комплексного воздействия [2].

Одной из таких является технология описываемая нами в данной работе. Суть технологии заключается в применении соляной кислоты для удаления отложения солей в призабойной зоне скважины с целью восстановления начальных значений коэффициента продуктивности и последующей закачки ингибитора солеотложения в призабойную зону для предотвращения отложений солей. Экономические преимущества закачки ингибитора солеотложения в пласт обусловлены длительностью защиты скважины от солеотложения, снижением рисков выхода из строя насосного

оборудования, сохранением уровней добычи нефти в течении длительного времени.

Выбор скважины производился на месторождениях Республики Башкортостан. Для проведения испытания данной технологии выбрана добывающая скважина с отложениями солей на поверхности глубинно-насосного оборудования и со снижением продуктивности скважины. Скважина имеет низкий межремонтный период. На скважине проводились ремонтные работы по нормализации забоя и были обнаружены солеотложения в составе выносимого шлама.

Скважина в осложненном фонде с 2008 года по причине отложения солей. В 2016 году произошло существенное снижение дебита скважины с 57 до 10 м<sup>3</sup>/сут. При этом темп падения дебита составил за 4 месяца 80 %, а продуктивности скважины в 5,3 раза. Скважина остановлена на ремонт 26.11.2016г. Межремонтный период составил 228 суток. В основной технологический план включены мероприятия по проведению обработки соляной кислотой и задавки ингибитора солеотложения в пласт. Динамика показателей работы скважины до и после проведения данной технологии представлена на рисунке 1.

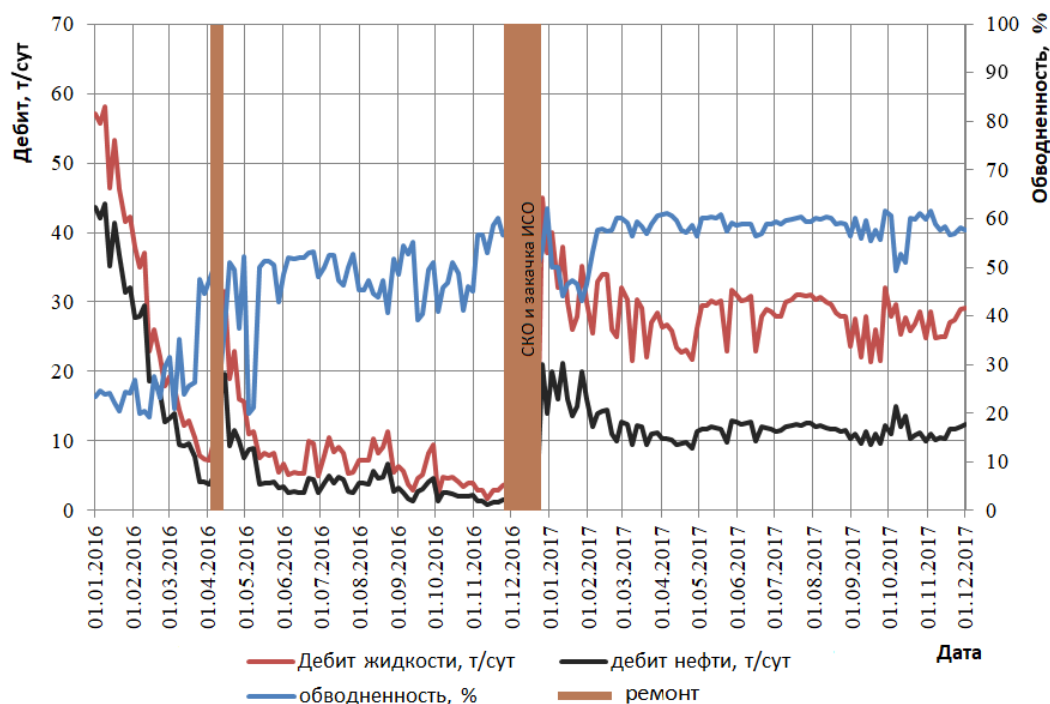


Рисунок 1. Динамика показателей работы скважины

Отмечается стабилизация параметров работы скважины, сохранение эффекта от ОПЗ, снижение темпа падения дебита. Дополнительная добыча нефти вследствие снижения темпа падения – 2 тысячи тонн за 12 месяцев. Отказов глубинно-насосного оборудования по причине образования солей не отмечалось. Нарботка скважины с момента обработки – 507 суток по состоянию на 20.05.2018г.

Результаты применения технологии позволяют сделать вывод об ее высокой эффективности. Технологию можно рекомендовать для использования на других объектах месторождения, с другим составом и свойствами добываемой продукции скважин осложненных образованием солеотложений. Необходима наработка статистики результатов испытаний для определения целесообразности тиражирования данной технологии.

#### Библиографический список

1. Кашавцев, В. Е. Солеобразование при добыче нефти / В. Е. Кашавцев, И. Т. Мищенко. – Москва: Наука, 2004. – 432 с.

2. Персиянцев, М. Н. Добыча нефти в осложненных условиях / М. Н. Персиянцев. – Москва: Недра, 2000. – 653с.

Научный руководитель: Гафаров Ш.А., д-р техн. наук, профессор.

#### **Выявление зон и источников опережающего обводнения**

*Сафонов А.В., Кондратьев М.А.*

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

Рост обводненности скважин остается основной проблемой в нефтегазовой промышленности, которая приводит к снижению текущей добычи нефти и увеличению затрат при эксплуатации месторождения.

Успешность борьбы с ранним обводнением скважин определяется, в первую очередь, достоверным определением причин этого явления. Настоящая работа сочетает в себе как выявление наиболее проблемных участков на месторождении, так и определение основных источников обводнения скважин.

Цель работы: выявление зон и источников опережающего обводнения скважин на примере Яхлинского месторождения.

Месторождение открыто в 1971 году, в эксплуатацию введено в 1987 году. Промышленная нефтегазоносность разреза установлена в отложениях тюменской свиты среднеюрского возраста в пластах: Ю<sub>2-3</sub>, Ю<sub>4</sub>, Ю<sub>5</sub>, Ю<sub>6</sub>, Ю<sub>7</sub>. Отбор от НИЗ составляет 10 % при обводненности 77,5 %. Текущий КИН – 0,018 при утвержденном 0,181.

Основными задачами работы являются:

1. Выявление зон опережающего обводнения путем построения карты интенсивности обводнения скважин [1].
2. Построение карты потенциала дебита нефти.
3. Определение источников обводнения [2].
4. Построение обобщенной карты (карты суммарного показателя) по этапам исследования.

5. Подбор скважин-кандидатов с целью дальнейшего проведения геолого-технических мероприятий по ограничению водопритока.

6. Выводы по результатам проделанного исследования.

Актуальность данной работы заключается в оперативном определении зон и основных источников обводнения скважин.

### **1. Построение карты интенсивности обводнения, определение проблемных зон**

Суть построения карты заключалась в нахождении величины общей интенсивности обводнения по каждой скважине ( $\Delta Ifw_i$ ), нормировании этих значений от максимального значения:

$$\Delta Ifw_i = Ifw_{\text{факт } i} - Ifw_{\text{пот } i}, \quad (1)$$

где  $Ifw_{\text{факт } i}$  – фактическая интенсивность обводнения скважины, д. ед.;

$Ifw_{\text{ном } i}$  – потенциальная интенсивность обводнения скважины, д. ед.

### **2. Определение скважин с потенциалом дебита нефти**

Суть построения карты заключалась в нахождении величины разницы потенциального и фактического дебитов нефти по каждой скважине, нормировании этих значений от максимального значения:

$$\Delta q_{\text{н пот}} = q_{\text{н пот}} - q_{\text{н факт}} \quad (13)$$

Где  $q_{\text{н пот}}$  – потенциальное значение дебита нефти, т/сут;

$q_{\text{н факт}}$  – фактическое значение дебита нефти, т/сут.

### **3. Определение источников обводнения скважин**

Источники обводнения могут быть связаны как с геологическим строением нефтяной залежи, так и с техническим состоянием скважины.

Анализ литературных источников позволил выделить следующие способы определения причин обводнения на добывающих скважинах:

1. Метод Меркуловой-Гинзбурга.

2. Метод построения диагностического графика зависимости водонефтяного фактора (ВНФ) и его производной от времени (метод Чена).

3. Оценка результатов промыслово-геофизических исследований.

4. Химический анализ.

5. Корреляционный метод диагностики механизмов обводнения нефтяных скважин.

6. Метод определения заколонной циркуляции по зависимости доли воды в потоке от текущей водонасыщенности.

### **4. Построение суммарной карты зон и источников обводнения**

На данном этапе выполнено построение обобщенной карты, включающей все три предыдущих этапа исследования. Принцип построения карты заключался в следующем:

1. Суммирование значений нормированных карт интенсивности обводнения и потенциальных дебитов нефти с последующей процедурой нормирования полученных значений от максимального.

2. Построение сетки значений для обобщенной карты по полученным результатам.

3. Наложение карты источников обводнения на обобщенную карту.

5. Подбор скважин-кандидатов для ограничения водопритока.

По результатам построения, вычисленная карта в зональном виде (рис. 1) позволяет отчетливо определить потенциальные зоны (красного и желтого цвета) для дальнейшего детального рассмотрения на предмет проведения геолого-технических мероприятий.

Для проведения трассерных исследований были выбраны районы:

1. Район нагнетательной скважины № 2809 (добывающие №№ 2790, 2791, 2808, 2810, 2827, 2828).

2. Район нагнетательной скважины № 2P (добывающие №№ 2766, 2767, 2768, 2784, 2785).

Наиболее перспективными с точки зрения проведения промыслово-геофизических исследований являются скважины: №№ 2854, 2862, 2766, 2767, 2790, 2805, 2808, 2810.

Эти же скважины являются перспективными для проведения в дальнейшем геолого-технических мероприятий.

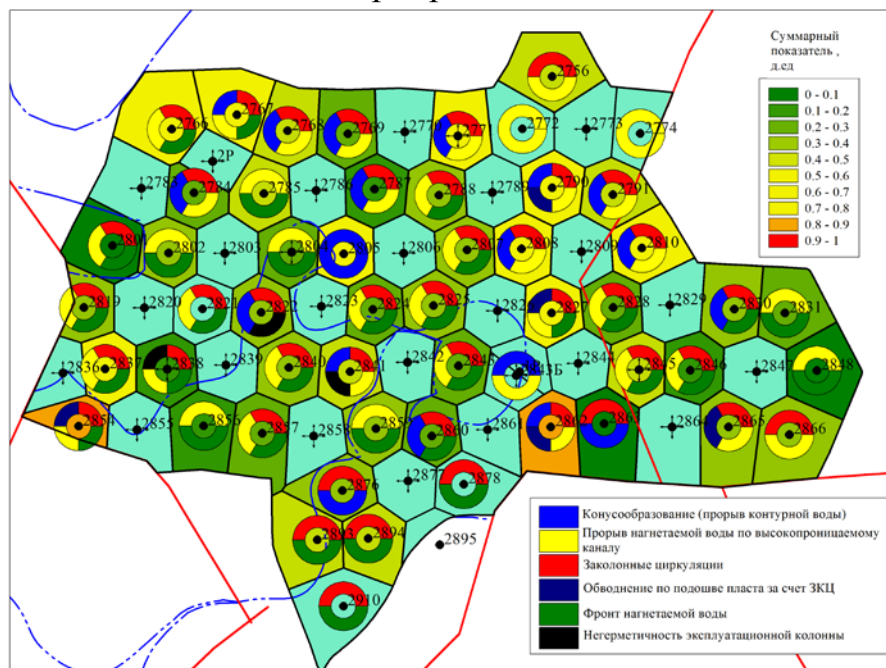


Рисунок 1. Фрагменты обобщенной карты в зональном виде

### Выводы по результатам исследования

1. Выявлены зоны и источники опережающего обводнения путем построения карт интенсивности обводнения, потенциальных дебитов нефти и источников обводнения.

2. На основе этапов исследования построена карта суммарного показателя.

3. Осуществлен подбор скважин-кандидатов для проведения трасерных и промыслово-геофизических исследований с целью дальнейшего рассмотрения скважин на предмет геолого-технических мероприятий по ограничению водопритока.

Опробование полученной методики планируется на других месторождениях ТПП «Урайнефтегаз».

#### Библиографический список

1. 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. Деева, Т. А. Формирование и планирование ГТМ: учебное пособие / Т. А. Деева, М. Р. Камартдинов, Т. Е. Кулагина, П. В. Молодых. – Томск: «ТПУ», 2011. – 199 с.

### **Повышение эффективности эксплуатации газовых скважин на поздней стадии разработки сеноманских залежей за счёт применения концентрических лифтовых колонн**

*Тархов А.В.*

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

Актуальность данной работы обусловлена интенсивным ростом мировой энергетики на современном этапе, что выражается, в частности, в росте добычи и потреблении природного газа. Эффективная стратегия развития отрасли включает добычу остаточных геологических запасов. Эти факторы создают необходимость внедрения новых технологий газовой добычи и повышения эффективности уже существующих технологических оборудования и процессов.

В данной работе рассматривается проблема эксплуатации газовых и газоконденсатных месторождений на поздней стадии разработки и изучаются способы ее решения. Эксплуатация газовых скважин осложняется из-за скопления конденсационной и пластовой жидкости на забое скважины. Приходится ограничивать количество используемых технологических процессов, что снижает производительность скважин, а также вынуждены прибегать к технологическим продуктам, следствием чего являются безвозвратные потери газа.

Имеющаяся вода в продукции газовых скважин приводит к потерям давления в системе сбора и по колонне НКТ. Если в определенный момент значение скорости не обеспечивает вынос жидкости из скважины, она скапливается на забое, что прекращает приток газа. В Российской Федерации подобная ситуация характерна для 20-30% газовых и газоконденсат-

ных месторождений общего фонда эксплуатационных скважин (Медвежье НГКМ, Уренгойское НГКМ, Ямбургское НГКМ и другие). В качестве эффективного метода удаления жидкости целесообразно применить лифтовую концентрическую колонну.

Для ремонта скважин с колтюбинговыми технологиями применяют гибкую трубу без соединительных муфт, спускаемую до забоя скважины единым отрезком. Разработка представляет использование металлополимерной грузонесущей трубы, которая в скважине выступает как центральная лифтовая колонна.

Технология эксплуатации скважин по концентрическим лифтовым колоннам по двухрядному лифту или двухканальной схеме представляет собой эксплуатацию газовых и газоконденсатных скважин. При таком процессе газ, движущийся из продуктивного пласта, на забое делится на два потока. Далее газовые потоки движутся по каналам, сформированным центральной и основной лифтовыми колоннами труб. Затем газовые потоки сводятся и направляются в газосборный коллектор.

Концентрические лифтовые колонны позволяют поддерживать нужное значение скорости восходящего потока, обеспечивать удаление жидкости из призабойной зоны пласта, исключая при этом сильные депрессии на пласт, которые могут нанести ему ущерб. Данная технология позволит сэкономить значительные ресурсы на продувках, на капитальном ремонте скважин, сохранить фильтрационно-ёмкостные свойства призабойной зоны пласта, уменьшить пагубное влияние на экологию, обеспечить автоматизацию процесса, что актуально для условий Крайнего Севера.

В дальнейшем данную разработку можно рассмотреть, как перспективу повышения газоконденсатоотдачи платов. В ходе эксплуатации валанжинских и ачимовских залежей ( и других залежей с жирным природным газом) по мере истощения запасов в призабойной зоне пласта начинают наблюдаться ретроградные явления, в ходе которых начинает выпадать газовый конденсат. Если не обеспечить своевременный вынос конденсата на поверхность, то продукт безвозвратно теряется в пласте и в дальнейшем извлечь его будет невозможно. Если учитывать, что с 1 тонны газового конденсата можно получить в три раза больше полезного конечного продукта переработки, чем из 1 тонны нефти, то в будущем газовый конденсат, запасы которого в Российской Федерации значительные, может стать самым востребованным жидким углеводородом.

Научный руководитель: Купавых К.С., к.т.н., старший преподаватель.

## **Альтернативный вариант транспортировки природного газа**

*Теленко А.С.*

*Санкт-Петербургский Горный университет, г. Санкт-Петербург*

В настоящее время существует несколько способов транспортировки природного газа. Среди альтернативных технологий лидирующее положение занимает сжижение транспортируемого продукта и перевозка в данном состоянии с последующей регазификацией. Однако существует еще один способ, который в наши дни не находит столь активного применения из-за недостаточной научной изученности, а именно перевозка в виде газовый гидратов. Рассмотрим преимущества и недостатки данного способа.

Газовые гидраты представляют собой ледоподобное соединение воды, в кристаллическую решетку которой включены молекулы газа. Огромные запасы данных соединений можно найти в условиях Арктики и Северных морей [1], где наблюдается удачное сочетание низкой температуры и высокого давления.

Одной из важных проблем является возможность самопроизвольной регазификации кларата при изменении соответствующих термобарических параметров с высвобождением метана и воды (в  $1 \text{ м}^3$  газогидрата содержится  $0,2 \text{ м}^3$  газа и  $0,8 \text{ м}^3$  воды) [2]. В настоящее время ведутся работы по созданию технологии, которая в дальнейшем позволит увеличить контроль за разрушением используемого соединения. Что также позволит предотвратить опасные неконтролируемые выбросы газа в атмосферу и, как следствие, увеличение парникового эффекта.

Также газовые гидраты возможно получать в лабораторных условиях за счет распыления воды навстречу охлаждаемому потоку газа. Для повышения скорости образования исследуемых соединений можно добавлять поверхностно-активные вещества либо перемешивать потоки на большой скорости.

Большей безопасности при транспортировке газогидратов позволит добиться использование эффекта самоконсервации. При понижении температуры ниже  $0$  градусов наблюдается начало процесса таяния с образованием ледовой корки, которая его останавливает. Применение данной технологии даст возможность транспортировки природного газа при давлении близком к атмосферному.

При сравнении транспортировки природного газа в виде кларатов и СПГ было обнаружено следующее. Перевозка продукта в твердом состоянии становится выгодна уже начиная с  $1000 \text{ км}$ , что позволяет оценить данный способ в  $24\%$  от затрат на транспортировку в сжиженном виде. Дополнительная экономия возникает из-за возможности не использовать сложные криогенные системы, поддерживающее состояние соединения. Также дополнительный экономический эффект может быть достигнут за счет одновременной реализации воды и газа, т.к. при образовании кларатов вода очищается.



В настоящее время Крыловский государственный научный центр занимается разработкой проекта для компании ОАО «КБ Вымпел» по созданию судна ледового типа для транспортировки природного газа в виде газовых гидратов. Наибольших успехов в проработке данного вопроса достигли японцы. Так японская государственная компания JOGMEC с помощью специализированного судна Chikuu произвела добычу газового гидрата. Судно может проводить подобные работы на глубине до 7000 метров.

Таким образом, применение газогидратной технологии позволит обеспечить беструбную газификацию нашей страны, а также снизить вред, наносимый окружающей среде, при утилизации попутного газа. Используя естественные залежи газовых гидратов, мы сможем еще дальше отсрочить момент, когда газ окажется в дефиците.

#### Библиографический список

1. Гидратные технологии для газификации регионов России / В. С. Якушев [и др.] // Газовая промышленность (спецвыпуск). – 2009. – № 640. – С. 75-79

2. Пат. 2169834 Российская Федерация, E21B43/16 E21B43/24. Способ добычи природного газа из газовых гидратов / Мельгунов М. С., Фенелонов В. Б., Пармон В. Н.; патентообладатель Институт катализа им. Г.К. Борескова СО РАН. – № 2000107442/03; заявл.: 27.03.2000; опубл. 27.06.2001.

Научный руководитель: Шалыгин А.В., канд. техн. наук, доцент

#### **Технология ликвидации заколонных перетоков в нефтедобывающих скважинах**

*Ткачев И.В.*

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

Задача предлагаемой технологии состоит в обеспечении качественной ликвидации заколонных перетоков пластовых вод из вышерасположенных водоносных горизонтов в нижерасположенный перфорированный продуктивный пласт в нефтедобывающих скважинах.

Достижимый технический результат, который получается в результате реализации технологии, состоит в создании надежного барьера поступления пластовых вод по заколонному пространству между обсадной колонной и горными породами.

Поставленная задача и технический результат достигаются тем, что технология ликвидации заколонных перетоков в нефтедобывающих скважинах включает глушение скважины, извлечение внутрискважинного оборудования, проведение комплекса работ по исследованию источника обводненности скважины, спуск колонны НКТ и закачки пачки высоковяз-

кого раствора от забоя до верхних перфорационных отверстий. После подъема НКТ дополнительно спускают и устанавливают в интервале верхних перфорационных отверстий пакер-пробку. После этого на бурильных трубах в скважину спускают щелевой перфоратор и проводят резку обсадной колонны и цементного камня в интервале водоносного горизонта с созданием щелевых каналов. После подъема перфоратора спускают колонну НКТ с пакером и осуществляют закачку тампонажного состава в щелевые каналы с продавкой его в водоносный горизонт. После проведения ремонтно-изоляционных работ и подъема НКТ с пакером скважину оставляют на ОЗЦ (рисунок 1). После этого спускают бурильные трубы с фрезой и проводят разбуривание пакер-пробки с вымывом металлической стружки, а также вязкоупругого состава на поверхность. Далее в скважину спускают обсадную колонну меньшего диаметра, цементируют и оставляют на ОЗЦ. В заключение скважину реперфорировывают в интервале продуктивного пласта, осваивают и выводят на режим.

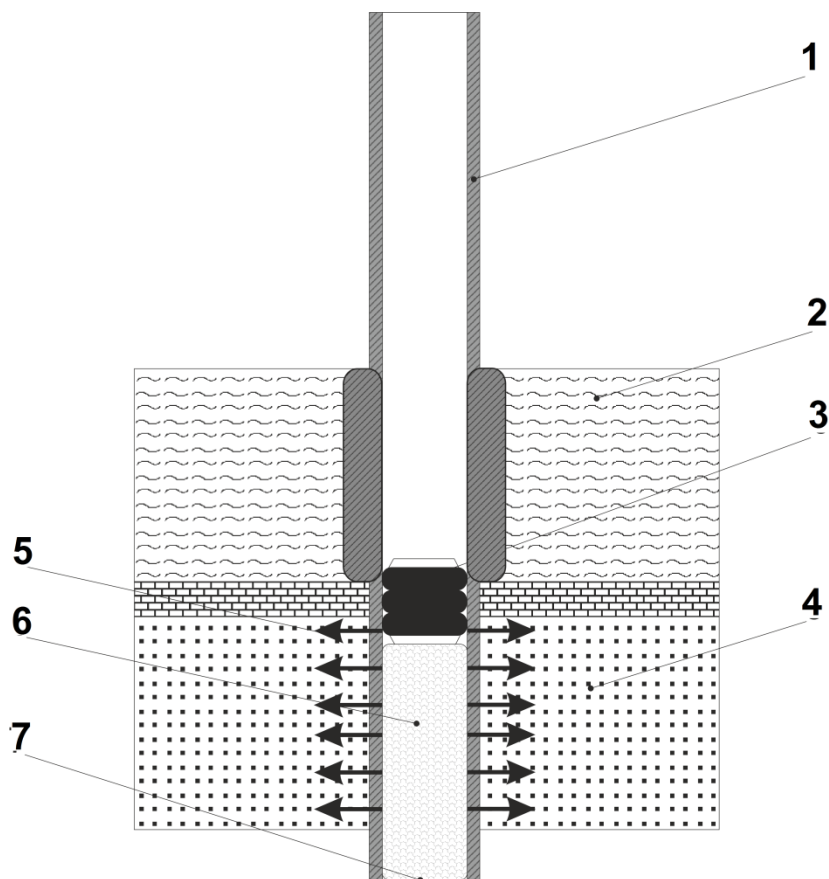


Рисунок 1. Технология ликвидации заколонных перетоков в нефтедобывающих скважинах

1 – скважина; 2 – водонасыщенный пласт; 3 – пакер-пробка;  
4 – продуктивный пласт; 5 – перфорационные отверстия; 6 – вязкоупругий состав; 7 – забой скважины

В качестве вязкоупругого состава рекомендуется состав для глушения нефтяных и газовых скважин, содержащий торф, щелочной модификатор, ингибитор, пеногаситель, полимер, утяжелитель, флокулянт и воду при следующем соотношении компонентов, %: Торф – 5-7; Калийсодержащий щелочной модификатор – 0,5-1,5; Хлористый калий – 1-3; Полимер КМЦ – 0,8-1,5; Пеногаситель МАС-200М – 1-3; Утяжелитель – 10-15; Вода – Остальное.

#### Библиографический список

1. Клещенко, И. И. Теория и практика ремонтно-изоляционных работ в нефтяных и газовых скважинах: учебное пособие / И. И. Клещенко, Г. П. Зозуля, А. К. Ягафаров. – Тюмень, ТюмГНГУ – 2010. – 340 с.

Научный руководитель: Леонтьев Д.С., ассистент.

#### **Перспективы развития добычи сланцевой нефти в России**

*Торчинашвили Д.Т.*

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

Добыча сланцевого газа в США началась в 1990-х годах на экспериментальной основе. С 2005-2014 гг. ее доля в добыче США выросла почти с нуля до 40% [1], а к 2009 г. США стали крупнейшим в мире производителем газа. Всего через несколько лет после появления сланцевого газа аналогичная разработка началась и с нефтью. С 2010 по 2014 год американская добыча нефти взлетела, достигнув 519,9 млн тонн – прирост на 60%, состоящий исключительно из плотной (в том числе сланцевой) нефти, которая удерживается в горных породах. К 2015 году США имели тот же объем производства, что и Саудовская Аравия, крупнейший в мире производитель нефти. Были некоторые дискуссии о том, являются ли такие высокие уровни производства устойчивыми. Сланцевая «революция» началась с США, но и другие страны не отставали от нее (см. таблицу 1). Однако добыча этих ресурсов не является простым делом, и существуют разногласия по поводу того, какая часть потенциала в конечном итоге будет коммерчески, регулятивно и политически пригодна для использования. Примером может служить Россия, которая, по оценкам Управления энергетической информации США, обладает крупнейшими в мире технически извлекаемыми ресурсами сланцевой нефти, а также значительными запасами нетрадиционного газа. Россия была до недавнего времени крупнейшим в мире производителем углеводородов, но существует растущее беспокойство по поводу своей способности поддерживать производство из-за истощения его традиционной ресурсной базы, помимо этого, новые месторождения становятся все меньше, более трудноизвлекаемые и расположены в более труднодоступных местностях таким образом, растет и стоимость разработки месторождений[2].

Таблица 1

Топ 10 стран с технически извлекаемыми ресурсами сланцевой нефти (млрд. баррелей). Источник: ЕИА.

№	Страна	Запасы (млрд. барр.)
1	Россия	75
2	США	58
3	Китай	32
4	Аргентина	27
5	Ливия	26
6	Австралия	18
7	Венесуэла	13
8	Мексика	13
9	Пакистан	9
10	Канада	9
	Всего в мире	345

О наличии сланцевых ресурсов известно уже давно, но эта информация не вызывает особого интереса – вероятно, из-за обилия традиционных ресурсов страны, а также потому, что эксплуатация нетрадиционных ресурсов кардинально отличалась бы от традиционного подхода российской нефтяной промышленности. Некоторые проекты сейчас находятся в стадии реализации, интерес вызван вниманием со стороны иностранных компаний, а также развитием добычи сланцевой нефти в США. Поэтому встает вопрос: насколько перспективно развитие добычи нетрадиционной нефти в России? Очевидно, что между США и Россией существуют серьезные различия в отрасли – но носят ли они характер и масштабы, которые могут серьезно ограничить потенциал разработки нетрадиционной нефти в России? Следует также изучить характеристики нетрадиционных ресурсов как таковых. Что отличает нетрадиционные ресурсы от обычных? Как нетрадиционные ресурсы вписываются в общее развитие российской углеводородной ресурсной базы? Есть ли у России свой подход к освоению нетрадиционных ресурсов? Развивается ли политика, отражающая специфические особенности нетрадиционных ресурсов?

Условия для разработки нетрадиционных углеводородов в России во многом неадекватны. Геологические данные могут отсутствовать, структура отрасли не подходит для решения конкретных задач нетрадиционной нефти, инфраструктура часто недостаточна, а налоговые стимулы не работают. Тем не менее, в последних официальных заявлениях, касающихся нетрадиционных технологий, акцент был сделан почти исключительно на проблемах технологий и налогов, как в заявлении от апреля 2017 года, подготовленного для Министерства природных ресурсов – "Концепции развития сланцевой нефти в России". Он содержал оценки ресурсов, сравнение налогообложения в США, Канаде и России, оценки безубыточности

и последствий налоговых льгот для государственного бюджета - но ничего об особых институциональных условиях, которые могли бы способствовать развитию данной сферы.

В сентябре 2017 года "Газпром нефть" заявила, что Россия больше не зависит от иностранных технологий и оборудования для добычи нефти из Баженовского пласта. Я считаю, что технологии и налоги-далеко не единственные факторы, определяющие привлекательность и целесообразность использования нетрадиционных углеводородов в России. Не то чтобы ставилась под сомнение техническая способность российской нефтяной промышленности добывать нефть из нетрадиционных источников – это давно доказано. Реальный вопрос заключается в том, возможна ли в России прибыльная добыча нетрадиционной нефти. Фундаментальной проблемой является отсутствие доверия к опыту людей, готовых и способных идти на геологические, технологические и экономические риски. Это отражается как на структуре отрасли, так и на нормативно-правовой базе. Роль крупных компаний постоянно укреплялась, в то время как усилия по созданию современной нормативно-правовой среды, способной стимулировать рискующих и новые идеи, были немногочисленными и слабыми. Неадекватная институциональная среда является основной причиной того, что многие российские геологи скептически относятся к потенциалу нетрадиционной нефти, несмотря на оценки ресурсов. Руководитель Западно-Сибирского научно-исследовательского института геологии и геофизики недавно резюмировал эту точку зрения: "...максимальная добыча с лицензионных месторождений в ближайшие 10-12 лет может достигать 3-4 млн тонн в год. Формирование Баженова и Абалака – это прежде всего объект исследования"[3]. Россия, похоже, намерена и дальше получать доступ к своей нетрадиционной ресурсной базе – как с собственными технологиями и компаниями, так и с иностранным участием. Однако с учетом нынешней институциональной среды достижение крупномасштабного коммерческого успеха представляется туманным. Остается открытым вопрос о том, приведут ли проблемы в ресурсной базе к изменениям в институциональной среде.

#### Библиографический список

1. Pumphrey, D. The impacts of shifting world energy markets on Arctic resource development. In: Young, O., Kim, J. D., Kim, Y. H., Kim, Hyung (Eds.), *The Arctic in World Affairs: A North Pacific Dialogue on the Arctic in the Wider World*. Korea Maritime Institute, Busan, Republic of Korea, and East-West Center, Honolulu, Hawaii. – 2015. № 6. – P. 249-278.

2. Kryukov, V., Moe, A., *The Russian oil sector*. Oxford Handbook of the Russian Economy. Oxford University Press, Oxford, 2013. – 362 p.

3. Морозов, В. Ю. Перспективы добычи сланцевой нефти в Западной Сибири / В. Ю. Морозов. – Москва: Государственный геологический музей имени Вернадского, 2017 – 124 с.

Научный руководитель: Тарасова, О. В., канд. филос. наук, доцент.

## Применение роторно-управляемых систем при бурении многозабойных скважин

Уксюзов В.В., Орлова А.Е.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Бурение горизонтального участка наклонно-направленной скважины является непростой технологической операцией. При строительстве скважины с четырьмя горизонтальными боковыми ответвлениями и основным условно прямолинейным горизонтальным участком необходимо произвести четыре срезки в открытых горизонтальных секциях, что составляет до 8% от общего затрачиваемого времени строительства скважины.

С целью сокращения сроков строительства скважины и с учетом технологических особенностей роторной управляемой системы (РУС) комбинированного типа воздействия на породу долотом во время ориентированного бурения (направление и отклонение долота) с внешними ребрами-отклонителями на неподвижном валу, разработана процедура, позволяющая сократить время операции с 20 - 24 до 1,5 – 8 часов в зависимости от твердости породы.

Выбор применения РУС для проведения ускоренной процедуры срезки связан со следующими преимуществами по сравнению с бурением винтовыми забойными двигателями:

Лучшая подготовка материнского ствола под срезку:

- Нет высокой локальной интенсивности в материнском стволе;
- Более качественный участок ствола под срезку (т.н. «полка»);

Отсутствие искривленных элементов КНБК:

- Ниже локальная интенсивность в местах наработки желоба и бурения по времени;
- Нарботка желоба и срезка осуществляется с вращением бурильной колонны;
- Низкая вероятность прихвата;
- Возможность осуществления срезки при больших участках открытого ствола;
- Отсутствие подвисания КНБК в процессе наработки желоба и бурения по времени;
- Наличие наддолотного инклинометра – 1,15 м + длина долота (для исполнения 4 3/4");
- Получение динамических показаний зенитного угла в ходе проведения операции;
- Отслеживание хода проведения зарезки бокового ствола;
- Сокращение времени на проведение операции;
- Отсутствие значительного перегиба/провала в горизонте;
- Четкое следование плановой траектории.

Основываясь на вышеизложенных преимуществах применения РУС, разработана технология подготовки скважины под дальнейшую срезку и ее

осуществление, позволяющая осуществить срезку со значительным сокращением времени на операцию – минимальное время успешной срезки составляет 1,5 часа.

На этапе проектирования первого ответвления многозабойной скважины производится построение имитации желоба для позиционирования КНБК в максимально благоприятном для проведения срезки положении непосредственно перед участком полки.

По факту пробуренного участка полки под срезку на следующее горизонтальное ответвление параллельно с бурением первого ствола производится проектирование траектории последующего ствола, учитывающего процесс срезки, подготавливается план работ по проведению срезки. На данном этапе планирования работ более тщательно анализируются полученные данные с буровой:

- значения динамических замеров зенитного угла с целью определения «мертвой» точки при срезке, проверяются все значения и изменения зенитного угла.

- каротажные диаграммы изучаются для анализа свойств породы:
- Гамма-каротаж, - определение глиносодержания породы
- кавернометрия, - оценка кавернозности, размывов, вывалов
- при необходимости более детального исследования выгружается и анализируется акустическая профилометрия.

- Журнал бурения на участке предполагаемого проведения операции, применяется для изучения скорости бурения в интервале срезки, используется как универсальный показатель для выбора начальной скорости срезки.

- Диаграмма веса на крюке и график моментов необходимы для определения коэффициентов трения в скважине как один из косвенных показателей состояния ствола скважины в целом.

При проведении стандартной процедуры срезки также проверяются эти основные данные, но для проведения ускоренной срезки необходима детальная проработка информации опытными сотрудниками.

На основании вышеуказанных данных производится решение о производстве ускоренной процедуры срезки. Определяется необходимость в наработке уступа, длине и продолжительности наработки желоба, режимы бурения по времени. При этом составляется стандартная процедура срезки в качестве запасного варианта в случае неудачной попытки ускоренной срезки. Исполнение ускоренная срезки происходит в «ручном» режиме в связке: опытный инженер технической поддержки с контролем из офиса путем непрерывного удаленного мониторинга режимов бурения и опытный инженер по ННБ на месте проведения работ, непосредственно выполняющего процедуру.

На месторождении компании ООО «Лукойл-Западная Сибирь» было принято решение об установке долота на глубину 2979 м, без наработки

желоба производить бурение по времени в режиме сложенных ребер начиная со скорости 2,5 м/ч, по прошествии 1 метра было обнаружено незначительное увеличение давления, на 1-2 бар, также в режиме реального времени наблюдалось некоторое падение значений зенитного угла в динамике (~0,3 град.), что свидетельствовало об образовании уступа для дальнейшего бурения. Следующим шагом было бурение по времени следующего метра в режиме сложенных ребер со скоростью 4 м/ч, по факту расхождения материнского ствола и вновь нарабатываемого в 1 градус, увеличении перепада на 3 бара скорость увеличили до 10 м/ч следующие 10 метров, перепад увеличился на 7 бар. Подтверждением срезки выступил стационарный замер после вышеописанных режимов бурения.

#### **Выводы**

- Выбор в пользу применения РУС при бурении многозабойных горизонтальных скважин (МЗС) является обоснованным в связи с ускорением процесса проводки всех горизонтальных секций с учетом срезок.
- При планировании и проведении процесса срезки требуется высококвалифицированный персонал и большое внимание к подготовительной работе.
- Для планирования и осуществления ускоренной срезки в открытом горизонтальном стволе должны быть в наличии РУС с наддолотным датчиком зенитного угла, а также расширенный комплекс телеметрии с возможностью передачи данных по гамма-, плотностному и нейтронному каротажу в процессе бурения.

#### **Библиографический список**

1. Управление и контроль параметров бурения скважин винтовыми забойными двигателями: монография / М. В. Двойников [и др.]. – Белгород: Белгородская областная типография, 2009. – 136 с.
2. Технология бурения нефтяных и газовых скважин [Текст]: учебник для студентов ВУЗов / под общей В. П. редакцией Овчинникова; издание 2-е, перераб и доп. - Тюмень: ТИУ, 2017. – Т. 1 – 580 с.

Научный руководитель: Анашкина А.Е., канд.техн. наук, доцент

#### **Эффективность использования газа на собственные нужды**

*Фазлеев Т.Р., Хамзин А.Р., Смородова О.В.*

*Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа*

Российская Федерация – единственная крупная промышленно-развитая страна, которая полностью обеспечивает себя топливом за счет собственных природных ресурсов. Основным энергоносителем является природный газ, без него невозможно динамичное развитие ни одной отрасли народного хозяйства. Оптимальным способом транспортировки



энергоносителя является трубопроводный транспорт. Энергоэффективное управление магистральным транспортом газа является одним из приоритетных направлений устойчивого развития и оптимизации затрат в газовой промышленности.

В настоящее время на газотранспортных предприятиях ОАО «Газпром» обращают серьезное внимание на проблемы рационального использования природного газа на собственные технологические нужды [1]. В соответствии с отчетом ПАО Газпром за 2018 год, суммарный расход газа собственных нужд по системе магистрального транспорта газа от месторождений до потребителей и западной границы России достигает 10% от объема перекачки (рисунок 1).

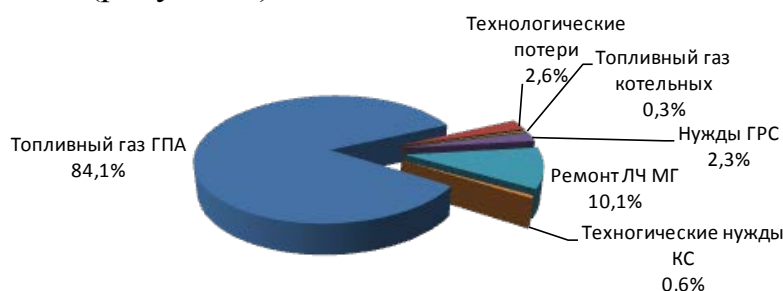


Рисунок 1. Структура потребления природного газа на собственные нужды компрессорной станции

Основная часть газа собственных нужд расходуется на привод газовых турбин ГПА (газоперекачивающий агрегат). Тем не менее, прочие технологические нужды оказывают большое влияние на затраты газа по системе в целом. Так, суммарные годовые затраты ПАО «Газпром» на подготовку топливного и пускового газа составляют более 1,4 млрд м<sup>3</sup>.

В работе предложена ресурсосберегающая технология, заключающаяся в использовании тепловой энергии уходящих газов для подогрева топливного и пускового газа на КС (компрессорной станции).

Обычно в БТПГ (блок подготовки топливного и пускового газа) нагрев газа производится в теплообменниках [2]. В них теплоноситель (водный раствор диэтилен-гликоля или охлаждающая жидкость ГОСТ28084-89 «Жидкости охлаждающие низкотемпературные»), предварительно нагреваемый за счет сжигания газа, отдает свое тепло топливному газу ГПА. Наиболее распространенной конструкцией устройства подогрева топливного газа является подогреватель ПТПГ-30.

Для повышения экономичности и увеличения эффективности ГПА рекомендуется нагрев топливного газа вести за счет уходящих газов с ГПА. Расчет выполнен для максимально допустимого режима агрегата ГТК-10-4 при исходных данных [3]:

- расход воздуха – 310 тн/ч;
- расход топливного газа – 25 000 нм<sup>3</sup>/ч;
- расход дымовых газов – 350 тн/ч;

- температура нагрева топливного газа – от 20°С до 100°С;
- температура продуктов сгорания – от 400°С до 200°С.

Результаты расчетов показали, что использование уходящих газов для подогрева топливного и пускового газа для одного агрегата ГТК-10-4 снизит потребление природного газа на собственные нужды на 525 тыс.нм<sup>3</sup> в год.

Для практического внедрения подогрева топливного газа уходящим газом можно использовать кожухотрубчатые теплообменники проекта Тюменниигипрогаз «Газпромпроектирование». Теплообменники предназначены для эксплуатации и в районах с умеренным и холодным климатом, исполнение УХЛ1 по ГОСТ 15150–69.

#### Библиографический список

1. Китаев, С. В. Повышение энергоэффективности режимов работы технологического оборудования компрессорных станций магистральных газопроводов / Э. С. Иванов, А. Р. Галикеев. – Санкт-Петербург: Недра, 2016. – 200 с.
2. Китаев, С. В. Типовые расчеты при эксплуатации энергопривода газоперекачивающих агрегатов в магистральном транспорте природного газа / И. Р. Байков, О. В. Смородова. – Уфа: УГНТУ, 2018. – 99 с.

Научный руководитель: Китаев С. В., проф., д-р техн. наук.

### **Обнаружение утечек в остановленном трубопроводе в условиях ограниченности диспетчерских данных**

*Фидусь А.И., Пшенин В.В.*

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

Проблема утечек в нефте- и нефтепродуктопроводах является весьма актуальной в последние годы. Ущерб от утечек складывается из прямых потерь нефти и нефтепродуктов, реального ущерба (задержки поставок, ухудшение качества продукта), а также невыплаченных в бюджет налогов. Точно подсчитать суммарные убытки государства вследствие утечек практически невозможно. Ежегодные потери лишь от незаконных врезок в нефтепроводы в 2013 году были оценены в пределах от 80 до 170 млрд рублей. [1] К тому же, утечки влекут за собой разливы нефти и нефтепродуктов, что неблагоприятно влияет на состояние окружающей среды: опасность возгорания, загрязнение почвы, гибель рыб и т.д.

После стремительного падения числа врезок в магистральные трубопроводы в 2000-х годах, за последние 6 лет динамика выравнивалась [2], что может объясняться как совершенствованием технологий врезок, так и использованием устаревших методов обнаружения утечек.

Стоит отметить, что не все трубопроводы оборудованы системами обнаружения утечек (СОУ), а даже если и оборудованы, то к условиям остановки перекачки продукта алгоритмы имеющихся СОУ не вполне приспособлены, что в конечном счете влечет за собой неточности при выявлении утечек в остановленном трубопроводе.

При наличии большого числа датчиков температуры и давления по всей длине трубопровода задача сводится к тривиальной и заключается лишь в выявлении аномальных перепадов давления на участке между соседними датчиками. По причине экономической нецелесообразности подобного размещения датчиков, их располагают преимущественно на входах и выходах нефтеперекачивающих станций и вблизи узлов задвижек, расстояние между которыми может достигать 30 км [3]. При анализе перепада давлений на подобных расстояниях необходимо строго различать причины падения давления и количественно оценивать их вклад в суммарный перепад. Кроме того, возникает противоречие – с одной стороны, необходимо как можно точнее отследить даже малую утечку, а с другой – снизить количество ложных срабатываний.

В остановленном нефтепроводе основным термодинамическим процессом является естественное охлаждение нефти. Таким образом, для выявления утечек необходимо рассчитать падение давления транспортируемого продукта, обусловленного его естественным охлаждением, и сравнить его с фактическим перепадом давлений на датчиках.

Формула падения давления нефтепродукта в стальном трубопроводе в процессе его естественного охлаждения [4]:

$$\Delta P = \Delta t \cdot \frac{\beta_n - 2 \cdot \alpha_{ст} \cdot (1 + \nu)}{\left( \frac{1}{E_{жидк}} + \frac{D_{вн} \cdot (1 - \nu)^2}{\delta \cdot E_{ст}} \right)}, \quad (1)$$

где  $\Delta t$  – естественное охлаждение нефтепродукта, °С;  $\beta_n$  – коэффициент объемного расширения нефтепродукта, °С<sup>-1</sup>;  $\alpha_{ст}$  – коэффициент линейного расширения стали, °С<sup>-1</sup>;  $E_{жидк}$  – модуль упругости жидкости, Па;  $D_{вн}$  – наружный диаметр трубопровода, м;  $\nu$  – коэффициент Пуассона для стали;  $\delta$  – толщина стенки трубопровода, м;  $E_{ст}$  – модуль Юнга стали, Па.

Как можно заметить, большинство переменных известны с большой точностью или могут быть непосредственно измерены, необходимо определить лишь перепад температур.

Одной из зависимостей для определения темпа остывания продукта в остановленном нефтепроводе является формула П.И. Тугунова [5], но использовать данную формулу затруднительно, т.к. присутствует большое количество случайных величин, поддающихся лишь оценке.

Интегрируя уравнение теплового баланса «нефтепродукт-грунт», было получено выражение для естественного охлаждения нефтепродукта:

$$\Delta t = (t_n - t_0) \cdot \left( 1 - e^{-\frac{4 \cdot K \cdot \tau_{ocm}}{D \cdot \rho \cdot c_p}} \right), \quad (2)$$

где  $t_n$  – начальная температура продукта, °С;  $t_0$  – температура окружающей среды, °С;  $K$  – полный коэффициент теплопередачи продукта, Вт/(м<sup>2</sup>·°С);  $\tau_{ocm}$  – продолжительность охлаждения, с;  $D$  – наружный диаметр трубопровода, м;  $\rho$  – плотность перекачиваемого продукта, кг/м<sup>3</sup>;  $c_p$  – удельная теплоемкость продукта, Дж/(кг·°С).

При выводе формулы (1) было сделано допущение, что перепады температур на датчиках и в нефтепродукте равны. С целью учесть погрешности при определении перепада давления была введена величина температурного фактора как отношение перепадов температуры:

$$\theta_m = \frac{\Delta T_{dam}}{T_{fk} - T_{fn}}, \quad (3)$$

где  $\Delta T_{dam}$  – перепад температуры по датчикам, °С;  $T_{fn}, T_{fk}$  – начальная и конечная температуры нефтепродукта соответственно, °С.

Тогда погрешность определения перепада давления (рисунок 1):

$$\varepsilon = \frac{\theta_m - 1}{\theta_m - \frac{2 \cdot \alpha_{cm} \cdot (1 + \nu)}{\beta_n}} \approx 1 - \frac{1}{\theta_m}, \quad (4)$$

Приняв наибольшее значение температурного фактора равным 1,5, максимальная погрешность определения перепада давления составила 34% (рисунок 1).

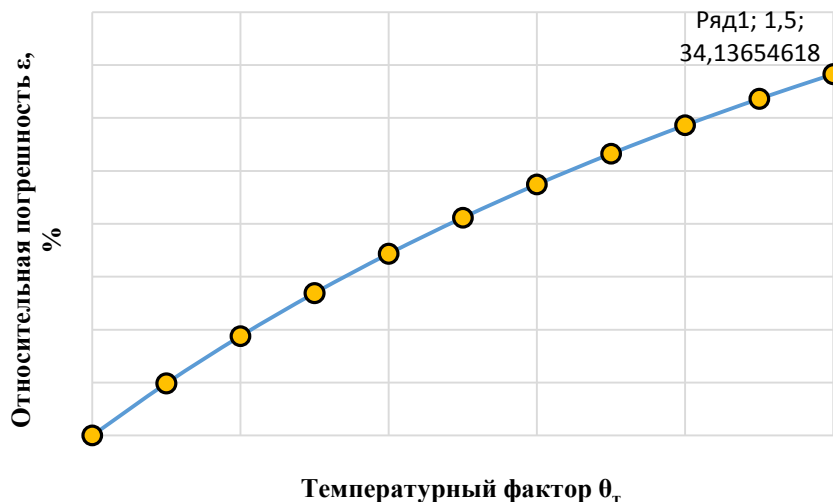


Рисунок 1. Зависимость погрешности определения перепада давлений от температурного фактора

Имеющиеся методики не всегда позволяют обнаружить утечку, а даже если обнаруживают, то оценивают ее только по нижней границе. Опи-

санный алгоритм позволяет выявлять большие объемы утечек, основываясь лишь на диспетчерских данных за 1 сутки.

#### Библиографический список

1. Привалов, А. Нефтяные паразиты. Как и почему из трубы «Транснефти» каждый год исчезают тысячи тонн «чёрного золота» / А. Привалов // Наша версия. – 2018. - № 12. – С. 18.
2. Потапенко, О. Сливной бизнес. Нелегальные врезки в нефтепроводы остаются не решаемой проблемой для правоохранителей и законодателей [Электронный ресурс] / О. Потапенко // Наша версия. – 2018. – Режим доступа: <http://versia.ru/nelegalnye-vrezki-v-nefteprovody-ostayutsya-ne-reshaemoj-problemoj-dlya-pravooxranitelej-i-zakonodatelej>.
3. Магистральные трубопроводы: СП 36.13330.2012: утв. Федеральным агентством по строительству и жилищно-коммунальному хозяйству 25.12.12: ввод в действие с 01-07-2013. – Москва: Госстрой, ФАУ «ФЦС», 2013. – 93 с.
4. Matta, L. Collective effects of leakage, temperature changes, and entrapped air during hydrostatic testing / L. Matta // Pipeline pigging and integrity management conference. – Houston, 2017, – P. 67-87.
5. Тугунов П. И. Нестационарные режимы перекачки нефтей и нефтепродуктов / П. И. Тугунов. – Москва: Недра, 1984. – 224 с.

#### **Повышение энергоэффективности магистрального нефтепровода и насосных агрегатов**

*Фудашкина М.В., Добровинский Д.Л.*

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

Объектом исследования является нефтепровод. Работа магистрального нефтепровода должна осуществляться на наиболее энергоемких режимах. Поэтому при подборе рациональных режимов нефтепровода необходимо отдавать предпочтение режимам с максимальным коэффициентом полезного действия насосов по участку и режимам, при работе на которых потребляется минимальное количество мощности. От правильности выбора рабочих режимов зависит потребляемая энергия и, как следствие, затраты на перекачку нефти.

В данной работе проводится сравнение 150-ти различных режимов работы нефтепровода. Из них рациональные режимы определяются по двум критериям:

- удельные энергозатраты на перекачку 1 т нефти;
- коэффициент полезного действия технологического участка.

Для определения рациональных режимов работы нефтепровода рассмотрим три варианта их выбора: перекачка на двух смежных режимах с

минимальными удельным энергопотреблением, перекачка на двух режимах с максимальным КПД технологического участка, перекачка на режиме с подачей больше плановой на максимальном КПД технологического участка с последующей остановкой перекачки.

Сравнение трех вариантов выбора оптимальных режимов проводится по потребляемой мощности.

Для определения потребляемой мощности при выборе режимов согласно первому варианту рассмотрим методику, представленную ниже.

Критерием выбора рациональных режимов из всех возможных является величина удельных энергозатрат на перекачку 1 тонны нефти, которая определяется по формуле [1]:

$$E_{уд} = \frac{1}{\rho \cdot Q} \cdot \left( N_{\Pi} + \sum_{i=1}^{N_{cm}} \sum_{j=1}^m \phi_{ij} \cdot N_{HMij} \right),$$

где  $Q$  – производительность нефтепровода при выбранном числе насосов,  $\text{м}^3/\text{с}$ ;

$N_{\Pi}$  – мощность, потребляемая подпорными насосами, кВт;

$N_{HMij}$  – мощность, потребляемая  $j$ -м магистральным насосом на  $i$ -й НПС, кВт.

Потребляемая мощность вычисляется по формулам [2]:

$$N_{ПОТР\Pi} = \frac{Q \cdot \rho \cdot g \cdot h_{\Pi}}{\eta_{\text{НП}} \cdot \eta_{\text{ЭП}} \cdot \eta_{\text{МЕХ\Pi}}}, \quad (1)$$

$$N_{ПОТРМ\ jk} = \frac{Q \cdot \rho \cdot g \cdot h_{M\ jk}}{\eta_{\text{НМ}\ jk} \cdot \eta_{\text{ЭМ}\ jk} \cdot \eta_{\text{МЕХ}\ M\ jk}},$$

где  $\eta_{\text{НП}}$ ,  $\eta_{\text{ЭП}}$ ,  $\eta_{\text{МЕХ\Pi}}$  – величины КПД насоса, КПД электродвигателя и механической передачи соответственно.

Время работы нефтепровода на каждом из двух смежных режимов определяется из системы уравнений [1]:

$$\begin{cases} Q_1 \cdot \tau_1 + Q_2 \cdot \tau_2 = G_{\Pi\Pi}; \\ \tau_1 + \tau_2 = \tau_{\Pi\Pi}. \end{cases} \quad (2)$$

Мощность, потребляемая при работе магистрального нефтепровода на двух смежных режимах:

$$N = \frac{\tau_1 \cdot N_1 + \tau_2 \cdot N_2}{\tau_{\Pi\Pi}} = \frac{\sum_{i=1}^n \tau_i \cdot N_i}{\tau_{\Pi\Pi}}. \quad (3)$$

Второй вариант перекачки нефти подразумевает осуществление циклической перекачки нефти на двух режимах с подачей выше и ниже плановой, с максимальным КПД ТУ.

КПД определяется формулой [1]:

$$\eta = \frac{N_{\text{пол}}}{N_{\text{зат}}}, \quad (4)$$

где  $N_{пол}$  – полезная мощность, кВт;  
 $N_{зат}$  – затраченная мощность, кВт.

Формулу для расчета КПД ТУ можно выразить подстановкой (3) в формулу (4):

$$\eta_{ТУ} = \frac{\sum_{k=1}^m \left[ T_i \left( \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^r \Delta P_{ik} \cdot Q_k \right) \right]}{\sum_{k=1}^m T_i \left( N_{ni} + \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^r \varphi_{ij} \cdot N_{ijk} \right)} \quad (5)$$

Третий вариант – ведение перекачки на одном режиме с подачей больше плановой и последующей остановкой. Время работы нефтепровода на данном режиме определяется по формуле [3]:

$$\tau = \frac{Q_i}{Q_{пл}} \cdot \tau_{пл}$$

Оценка потребляемой мощности осуществлялась на примере участка магистрального нефтепровода длиной 930 км с внутренним диаметром нефтепровода 700 мм. Вязкость перекачиваемой нефти в среднем равна 14 сСт. Для вычисления потребляемой мощности был проведен гидравлический расчет более 150 режимов.

Выполненные расчеты позволяют построить график зависимости потребляемой мощности при различной загрузке нефтепровода для трех рассматриваемых вариантов эксплуатации магистрального нефтепровода (рис. 1).

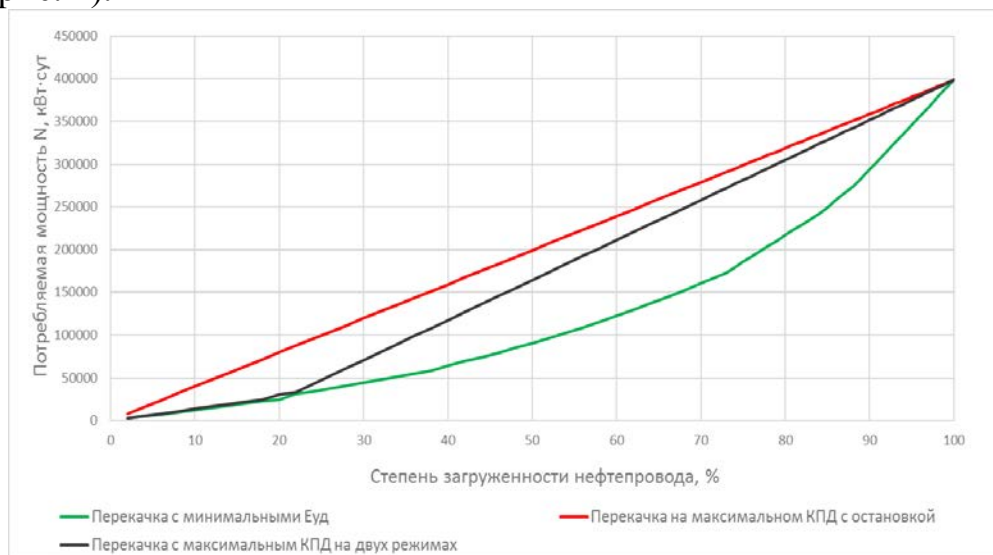


Рисунок 1. Потребляемая мощность

Первый вариант перекачки (перекачка на двух смежных рациональных режимах с минимальным удельным энергопотреблением) позволяет добиться значительного уменьшения потребляемой мощности при перекачке нефти. Важным итогом является то, что не всегда режимы с максимальным КПД ТУ являются рациональными. При достижении практически

100 % загрузки нефтепровода различие потребляемой мощности сводится к нулю, это обусловлено работой на режимах с похожими характеристиками. По графикам видно, что при загрузке нефтепровода от 90 до 100 % более выгодно использование циклической перекачки с максимальным КПД ТУ, т. к. работа насосов на максимальном КПД возможно обеспечит более долгий срок службы насосно-силового оборудования.

#### Библиографический список

1. Краус, Ю. А. Проектирование и эксплуатация магистральных нефтепроводов. Часть 1. Основные факторы, влияющие на особенности эксплуатации и выбор проектных параметров магистральных нефтепроводов: монография / Ю. А. Краус. – Омск: ОмГТУ, 2010. – 109 с.

2. Коновалов, Н. И. Технология сооружения газонефтепроводов / Н. И. Коновалов [и др.]. – Уфа: Изд-во Нефтегазовое дело, 2007. – 625 с.

3. Лурье, М. В. Задачник по трубопроводному транспорту нефти: монография / М. В. Лурье. – Москва: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 349 с.

### **Проведение ГРП по технологии HiWAY с применением высокотемпературного фибер-волокна на Уренгойском месторождении**

*Хабибуллин Л.Р.*

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

Современная нефтегазовая отрасль все больше встречается с осложненными условиями добычи углеводородов, что является причиной частого использования ГРП.

В данной работе рассмотрены разрезы ачимовских отложений Уренгойского месторождения, которые характеризуется следующими особенностями:

- аномально высокое начальное пластовое давление – 59-61 МПа;
- высокая пластовая температура – 105-115 °С;
- низкая проницаемость пород – 0,1-10,0 мД;

С учетом всех вышеперечисленных факторов и по результатам гидродинамических расчетов использование технологии HiWAY является оптимальным.

Отличие данной технологии состоит в том, что при стандартном ГРП закачка проппанта в пласт происходит непрерывно, а при HiWAY - циклическая закачка проппанта (рисунок 1).

Принципиальное отличие кластерного ГРП состоит в создании высокопроводящих каналов внутри итоговой трещины, обеспечивающих значительно более высокую проводимость по сравнению с обычным ГРП. Существование таких каналов обуславливается специальной техникой зака-



чивания смеси ГРП, позволяющей разделять кластеры насыщенного пропаном раствора и чистый раствор.



Рисунок 1. Технологии закачка пропантa при стандартном ГРП и HiWAY

Технология HiWAY подразумевает использование волоконных материалов, за счет которых пропант более эффективно удерживается в подвешенном состоянии и меньше оседает из кровельной части трещины вниз. А после закрытия трещины волокна растворяются и выносятся на поверхность, не препятствуя дальнейшему движению углеводородов.

На данный момент используют волокно J579. Данное волокно является средне-температурным: максимальная температура при которой его следует использовать 120 °С, выше этой температуры деградация волокна будет происходить быстро.

Свойства волокна J579 являются приемлемыми для высоких температур ачимовских отложений (средняя пластовая температура в пределах 105-115 °С), но при необходимости увеличения размера работ (до 1 тыс. тонн) происходит увеличение времени закачки, что может привести к риску начала деградации волокна ранее планируемого периода, а значит к риску ухудшения удержания пропантовой пачки.

В данной ситуации более приемлемо использовать волокно J659, которое было разработано в 2015 году специально с целью расширить применимость HiWAY в высокотемпературных пластах. Волокно изготовлено из того же полимера, что и J579, но другого сорта, более устойчивого к реакции с водой при повышенной температуре. Длина и толщина такие же как у J579, а геометрическая форма – волнистая для улучшения транспортных свойств несущей жидкости (рисунок 2).

В рамках поисков путей оптимизации ГРП было протестировали волокно J659 для условий Ачимовского пласта (и с рецептурой жидкости, что используем на Уренгойском месторождении). Тестировали соответственно на предмет скорости деградации после закачки в пласт. Ниже представлен график тестов на потерю массы волокна во времени в дистиллированной воде (график 1).



Рисунок 2. Слева – волокно J579, справа – волокно J659

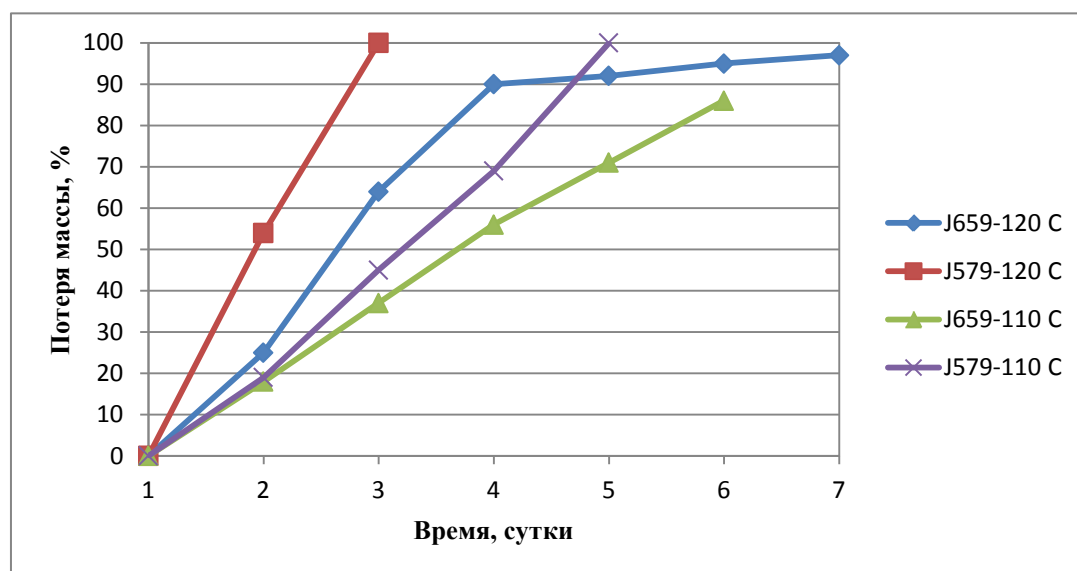


График 1. Деградация волокон J579 и J659 в воде

Данный график демонстрирует, что деградация волокна J659 происходит дольше, что ведет к формированию каналов, увеличивая закрепленную полудлину и предотвращая седиментацию проппантных пачек.

Файбер J659 считается высокотемпературной добавкой. У этого продукта максимально применимая температура 180 °С, то есть до этой температуры волокно стабильно и имеет большую несущую способность, а его деградация происходит с нормальной скоростью. Ввиду большей разницы между пластовой температурой и максимальной рабочей температурой файбера, данная добавка будет более оптимальна для первых закачиваемых пачек проппанта на большеобъемных работах, где время закачки более 3 часов.

## Библиографический список

1. Меликбеков, А. С. Теория и практика гидравлического разрыва пласта / А. С. Меликбеков – Москва: Недра, 1967. – 141 с.
2. Перечень применяемых технологий при ГРП, их краткое описание [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://poznayka.org/s19314t1.html>

## Методы определения массы нефти в резервуарах

*Чащина К.А.*

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

В зависимости от характера технологических операций и размеров партий нефти, массу которых необходимо вычислить, применяются различные методы измерения. Метод определения массы нефти выбирается согласно оценке его точности применительно к данной технологической операции с учетом реализации данного метода и содержаний стандартов и нормативно-технической документации, регламентирующих условия применения указанного метода измерений [1]. В настоящее время широко применяются такие методы, как объемно-массовый, метод гидростатического измерения уровня и метод, основанный на применении датчиков давления *MTG*. В данной статье рассмотрены ключевые особенности каждого метода.

Объемно-массовый метод определения массы нефти в резервуаре производится в несколько этапов:

- измерение уровня нефти в резервуаре;
- выбор из градуировочной таблицы объема, соответствующего уровню, определенному на первом этапе [2, 3];
- определение плотности нефти в лабораторных условиях по объединенной пробе (пробе, состоящей из всех точечных проб, характеризующей усредненный химический состав партии) нефти, отобранной из меры вместимости в соответствии с ГОСТ 2517 [4].
- вычисление массы брутто как произведение объема на плотность.

Мера вместимости в данном случае представляет собой металлический резервуар, являющийся средством измерения объема жидкости, имеющий свидетельство о поверке и утвержденную градуировочную таблицу. Все системы замера уровня состоят из уровнемера и нескольких температурных датчиков, которые позволяют привести все вычисления к единой температуре или нормальным условиям.

Все существующие методы отбора проб из мер вместимости не предоставляют возможности поставить в соответствие значениям плотности и температуры нефти значение высоты резервуара. Данный недостаток значительно усложняет определение вышеназванных параметров в объ-

единенной пробе, а кроме того, стимулирует появление неточностей при расчете массы продукта в резервуаре. При измерении объема должны учитываться погрешности, возникающие при температурном расширении конструкции резервуара. Точность измерения массы брутто продукта при использовании данного метода напрямую зависит от погрешности градуировочной таблицы, а также погрешностей приборов, которые используются при измерении уровня, температуры и плотности.

Метод гидростатического измерения уровня фундаментально отличается от других методов измерения уровня жидкости в резервуарах. В своей основе он является методом измерения массы нефти. В данном методе используются три датчика давления и датчик температуры. Датчики давления установлены в нижней, средней и верхней части резервуара и должны быть помещены в жидкость. Датчик, который находится в верхней части резервуара, измеряет значение давления газа в резервуаре и компенсирует его влияние. Вместе с датчиком в средней части резервуара он выявляет плотность нефтепродукта. Через определенные промежутки времени, в течение которых нефть отстаивается, а вода и различные загрязнения из ее состава удаляются, необходимо произвести учет количества полученной и выпущенной нефти. Уровень нефти измеряется уровнемерами, измерительными рулетками с лотом или электронными рулетками. Для того, чтобы определить уровень смешанной с нефтью воды, на рулетку наносится водочувствительную пасту, изменяющей цвет при контакте с водой. Измерение массы методом гидростатического измерения уровня производится с большей точностью, чем объемно-массовым методом [5].

В методе, основанном на применении датчиков давления, используются датчики, работающие по системе *Multifunction Tank Gauge (MTG)*. Данная система позволяют вычислять массу нефти, ее уровень, объем, множественную и среднюю температуру, послойную и усредненную плотность, раздел сред, содержание воды в продукте. Несмотря на большое количество измеряемых параметров, прибор представляет собой устройство, монтируемое на фланец на крыше резервуара от 3 и более дюймов. У прибора отсутствуют подвижные части, он не зависит от движения крыши резервуара, не требует прекращения эксплуатации резервуара при установке и подключении прибора. В системе *MTG* плотность и масса продукта рассчитывается на основе гидростатического давления и температуры, измерение которых исключает измерение плотности и объема нефти и приведения всех измерений к единой температуре при объемно-массовом методе. Преимущества системы *MTG* предоставляют возможность вычислить массу нефти в резервуаре с высокой точностью. В системе *MTG* обычно используется 4-12 датчиков давления. Точность измерения системой *MTG* можно повысить, увеличив количество установленных датчиков. В настоящее время преимущества вышеназванной системы превосходят все существующие методы количественного учета.

## Библиографический список

1. ГОСТ Р 8.595-2004. Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений. – Введ. 2005-11-01. – Москва: Изд-во стандартов, 2004. – 18 с.
2. ГОСТ 8.346-2000. Государственная система обеспечения единства измерений. Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические. Методика поверки. – Введ. 2002-01-01. – Минск: Межгосударственный совет по стандартизации, метрологии и сертификации, 2000. – 98 с.
3. ГОСТ 8.570-2000. Государственная система обеспечения единства измерений. Резервуары стальные вертикальные цилиндрические. Методика поверки. – Введ. 2002-01-01. – Минск: Межгосударственный совет по стандартизации, метрологии и сертификации, 2000. – 139 с.
4. ГОСТ 2517-2012. Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб. – Введ. 2014-03-01. – Москва: Изд-во стандартов, 2012. – 35 с.
5. Берто, Фрэнк Дж. Преимущества систем измерения уровня в резервуарах гидростатическим методом / Фрэнк Дж. Берто // Oil & Gas. – 2004. – С. 1-6.

Научный руководитель: Музипов Х.Н., к.т.н., доцент.

### **Ремонтно-изоляционные работы как метод предупреждения обводнения газовых скважин**

*Чепало А.В.*

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

В настоящее время большое количество газовых месторождений находится на завершающей стадии разработки. Несколько характеризующих условий этой стадии: высокая обводненность продукции, а также возможность самозадавливания скважин, вынос песка с забоев скважин, гидроабразивный износ промыслового оборудования и коллекторов.

Для того, чтобы снизить приток воды в скважину проводят ремонтно-изоляционные работы. Они обычно включают в себя ограничение водопритока в скважину с использованием селективных и неселективных методов. В данной статье рассмотрена технология гидроизоляции пластов по технологии компании «АКРОС» под названием «SWS-PLAST».

Данная продукция является кремнийорганическим водоизолирующим составом, обработка которым относится к селективным методам гидроизоляции продуктивных пластов. Селективные методы изоляции (СМИ) – это такие методы, когда используют материалы, которые закачивают во всю перфорированную часть пласта. При этом образующийся осадок, гель или отверждающееся вещество увеличивают фильтрационное сопротивление

только в водонасыщенной части пласта, а закупорки углеводородной части пласта не происходит. Селективное воздействие химпродуктов основывается на различии физико-химических свойств пластовых жидкостей (углеводорода и воды) и физико-геологических особенностях строения продуктивного объекта, определяющих гидродинамическую обстановку коллектора.

Технология обработки пластов составом «SWS-PLAST» основана на схеме гидролиза закачиваемых в интервал поступления воды растворов кремнийорганических эфиров и дальнейшей поликонденсации продуктов гидролиза. Осадкообразующие добавки, входя во взаимодействие с ионами солей, содержащихся в пластовой воде, вызывают образование осадка и коагуляцию пор. Для того, чтобы определить интервал притока воды на скважине проводят промысловые геофизические исследования. Затем, обнаруженный интервал пласта изолируют, устанавливая в скважине цементный мост или пакера с двух сторон интервала притока. Перед непосредственно закачиванием реагента в пласт необходима процедура обработки пласта товарной очищенной нефтью. После продавки нефти в пласт закачивают водоизолирующий состав «SWS-PLAST» и продавливают двойным объемом все той же товарной нефти. На следующем этапе обработки необходимо оставить скважину под избыточным давлением для того, чтобы произошла химическая реакция реагента с пластовой водой в течении 24 – 48 часов. Заключительным этапом проведения ремонтно-изоляционных работ является освоение скважины.

После обработки скважины составом «SWS-PLAST» происходит полное закупоривание пор, трещин и каверн интервала пласта с притоком воды. Эффект от проведения обработки, на основе уже имеющегося опыта довольно длительный.

Преимуществами технологии является:

- Низкая вязкость (2-10мПа·с) водных растворов реагента, близкая к вязкости воды, обеспечивают хорошую фильтруемость и селективность проникновения в обводненный участок пласта.
- Высокая химическая адгезия к породе обеспечивают высокий изолирующий эффект и способность выдерживать высокие депрессии.
- Отверждение под действием воды с образованием однородной жидкостной системы.
- В газонасыщенной среде с остаточной водонасыщенностью коэффициент восстановления проницаемости после прокачки углеводородной жидкостью составляет около 90%.
- Для увеличения прочности композиционного состава используются осадкообразующие компоненты и органоминеральные наполнители.
- Устойчивость отвержденного состава к действию кислот, возможность разрушения состава в щелочной среде

Выполнение ремонтно-изоляционных работ по технологии «SWS-PLAST» на газовых скважинах позволяет предотвратить обводнение про-

дукции, которое может привести к износу оборудования и возможности самозадавливания скважин, позволяет продлить время работы скважины на режиме безводного дебита, что в свою очередь уменьшает затраты на подготовку добываемой продукции.

#### Библиографический список

1. Ваганов, Ю. В. Изоляция притока пластовых вод с помощью колтюбинговой установки на газовых месторождениях Западной Сибири / Ю. В. Ваганов [и др.] // *Время колтюбинга*. – 2013. – № 2. – С. 30-36.
2. Дикамов, Д. В. Техника и технологии для эксплуатации месторождений на заключительной стадии разработки / Д. В. Дикамов // *Газовая промышленность*. – 2014. – № 9. – С. 34-42.
3. Величкин, А. В. Способы повышения надежности работы низкодебитных скважин в условиях их обводнения / А. В. Величкин // *Наука и техника в газовой промышленности*. – 2013. – № 1. – С. 40-41.

Научный руководитель: Мулявин С.Ф., профессор, доктор техн. наук

### **Применение покрытий внутренней поверхности НКТ и трубопроводов для защиты от отложений АСПО**

*Чифилёв С.М.*

*Тюменский индустриальный университет, г. Нижневартовск*

Необходимость решения производственных проблем сейчас стоит наиболее остро, так как большинство разрабатываемых нефтегазовых месторождений входят в стадию поздней разработки. Одной из таких проблем является образование АСПО в НКТ и трубопроводах, это одно из основных осложнений при добыче нефти.

АСПО – это асфальтосмолопарафиновые отложения, смесь парафинов, нефти, смолисто-асфальтеновых веществ, масел, воды и механических примесей. В данной работе рассматриваются парафиновые АСПО, которые образуются по законам кристаллизации парафинов. Содержащиеся в нефти парафины могут выделяться из нее кристаллизацией при температуре ниже температуры начала кристаллизации парафинов (ТНКП). ТНКП зависит от химического состава нефти и от молекулярной массы растворенных в этой нефти парафинов [1].

Образование АСПО приводит к снижению дебита скважин, уменьшению диаметра НКТ и трубопроводов вплоть до образования глухих пробок. Проблема является актуальной, исходя из статистики отказов НКТ по видам, на долю АСПО приходится 11% [2].

Все более широкое применение для защиты от АСПО находят НКТ с защитными покрытиями. В соответствии с современными представлениями [3,4] образование кристаллов парафина происходит при снижении тем-

пературы жидкости ниже ТНКП. Охлаждение нефти происходит в основном при ее контакте со стенкой НКТ и трубопроводов. При изменении свойств поверхности можно добиться существенного изменения скорости образования АСПО. Данный эффект достигается за счёт уменьшения шероховатости поверхности и изменения её полярности.

Рассмотрим эффективность применения НКТ с покрытием на примере. Харьягинские месторождения расположены в южной части Ненецкого автономного округа. Физико-химические свойства добываемой нефти представлены в табл. 1, температура жидкости на устье добывающих скважин ( $T_{ж}$ ) – 17-35 °С. Содержание парафинов в образцах АСПО (мас. %) составляет 40-65, асфальтенов 5-10, смол 10-15.

Таблица 1

Физико-химические свойства нефти группы Харьягинских месторождений

№ п.п.	Показатель	Единицы изменения	Результаты измерений		
			Сев-Х	Ср-Х	ЛХ
1	Температура застывания	°С	-36,0	-19,5	-23,5
2	Плотность при 20 °С	кг/м <sup>3</sup>	841,5	845,1	836,6
3	ТНКП	°С	35,1	22,7	23,3
4	Массовая доля парафина	%	3,7	3,7	3,6

ТНКП высока и варьируется в пределах 22,7-35,1 °С, что свидетельствует о возможном образовании АСПО и подтверждено фактами (рис. 1). На рис. 1 показаны НКТ, извлеченные из скважины 141 Средне-Харьягинского месторождения при проведении ремонта. При проведении ремонта скважины были обнаружены глухие пробки АСПО.



Рисунок 1. НКТ с «пробками» АСПО. Скважина 141, Средне-Харьягинское месторождение (Ненецкий автономный округ)

Для удаления АСПО из НКТ на предприятии применяют устройство для депарафинизации скважин (УДС), оборудованное очистными скребками. Межочистной период (МОП) составляет 12-24 ч. При эксплуатации УДС наблюдаются частые обрывы проволоки УДС.

С целью повышения эффективности методов борьбы с АСПО в 2017 г. были проведены опытно-промышленные испытания (ОПИ) НКТ с защитными покрытиями. Для ОПИ было выбрано четыре марки покрытий:



ГИОТЭК, Temerso TC-3000F, АРГОФ-ЭП, Major Pack MPLAG17. Для проведения ОПИ были выбраны 11 скважин. Технологические параметры скважин приведены в таблице 2.

Таблица 2

Технологические параметры скважин, выбранных для проведения ОПИ

№	Покрытие	№ скв.	Дебит по жидкости, м <sup>3</sup> /сут	H <sub>2</sub> O, %	T <sub>пл</sub> , °С	T <sub>ж</sub> , °С	МОП без покрытия, ч	МОП с покрытием, ч	Z
1	MPLAG 17	236	28	20	56	26	12	24	50%
2	ТС-3000 F	234	50	90	46	17	24	48	50%
3	АРГОФ-ЭП	222	19	61	50	22	12	120	90%
4	АРГОФ-ЭП	201	29	26	52	21	12	168	93%
5	ГИОТЭК	142	30	56	80	35	24	168	86%
6	ГИОТЭК	239	52	78	50	20	12	120	90%
7	ГИОТЭК	241	20	62	52	22	12	144	92%
8	ГИОТЭК	1Пс	16	49	69	27	12	144	92%
9	ГИОТЭК	1201	52	12	81	33	12	168	93%
10	ГИОТЭК	602	25	4	80	33	12	168	93%
11	ГИОТЭК	203	26	28	52	23	12	240	95%

Эффективность применения НКТ с покрытиями оценивали по увеличению МОП  $Z = \frac{\text{МОП с покрытием} - \text{МОП без покрытия}}{\text{МОП с покрытием}} \times 100$ . По результатам ОПИ установлено, что применение защитных покрытий Major Pack MPLAG17 и Temerso TC-3000F позволило увеличить МОП в 2 раза, АРГОФ-ЭП – в 12 раз, ГИОТЭК – в 13-20 раз.

Затраты на организацию данного метода защиты от АСПО оказались экономически выгодными. Экономический эффект составил 22 млн. рублей. Можно сделать вывод, что применение защитных покрытий НКТ является действенным способом для борьбы с образованием АСПО.

Библиографический список

1. Маркин, А. Н. Нефтепромысловая химия: практическое руководство / А. Н. Маркин, Р. Э. Низамов, С. В. Суховеров. – Владивосток: Дальнаука, 2011. – 288 с.

2. Насосно-компрессорная труба: рецепт долголетия neftegaz.ru – Режим доступа: <https://neftegaz.ru/science/view/425-Nasosno-kompressornaya-truba-retsept-dolgoletiya>.

3. Косяк, Д. В. Опыт борьбы с отложениями АСПО в подводных трубопроводах проекта «Сахалин-2» / Д. В. Косяк, А. Н. Маркин // Территория Нефтегаз. – 2011. – № 6. – С. 12-18.

4. Маркин, А. Н. Исследование кинетики выделения парафинов из нефти / А. Н. Маркин, С. В. Суховеров // Вестник ДВО РАН. 2011. – № 5. – С. 66-71.

Научный руководитель: Маркин А.Н., канд. техн. наук, доцент кафедры «Нефтегазовое дело» в ТИУ г. Нижневартовск

### **Локализация текущих запасов нефти с применением моделей нелинейной фильтрации**

*Чублов С.А.*

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

В геолого-технологических моделях, основанных на линейных законах фильтрации Дарси, коэффициент извлечения нефти (КИН) слабо зависит от плотности сетки скважин и от системы разработки, а коэффициент охвата вытеснением для таких моделей близок к единице. Такие модели характеризуются низкой подтверждаемостью расчетных карт текущих запасов нефти по результатам бурения уплотняющих скважин и боковых стволов к ним. Поэтому и проектные решения по разработке месторождений углеводородного сырья и улучшения систем разработки на основе таких моделей могут быть не эффективными.

Иным решением, являются модели с потоками пластовых флюидов, отличных от линейного закона Дарси [1,3]. Особенности протекания такой нелинейной фильтрации заключаются в следующем:

- При малых градиентах пластовых давлений (*grad P*) скорость фильтрации флюидов нелинейно зависит от *grad P*, существует начальный градиент сдвига.
- При малых скоростях фильтрации нефть в пористой среде может быть неподвижна, а охват вытеснением может стремиться к нулю.
- Объемы реальных нефтяных залежей с малой скоростью фильтрации и с низким охватом вытеснением, - могут быть велики.

На основе этих принципов могут быть построены более реалистичные модели потоков пластовых флюидов, распределений текущих запасов нефти и их охват процессами вытеснения.

Известны программные системы – симуляторы, с помощью которых можно создать подобные модели. Но, тем не менее, моделирование про-

цессов нелинейной фильтрации в современных симуляторах пока не достаточно хорошо развито и поэтому требует развития.

Наиболее многообещающим методом построения моделей таких процессов является метод динамического расчета относительных фазовых проницаемостей (ОФП) [2,3]: остаточной нефтенасыщенности, фазовых проницаемостей нефти и воды – как функций капиллярного числа  $N$  и скорости фильтрации:

$$N = \frac{k}{\sigma} |\text{grad}P| = \frac{\mu}{\sigma} |V|,$$

где  $\text{grad} P$  – градиент давлений;  $V$  – скорость фильтрации;  $\mu$  – динамическая вязкость;  $\sigma$  – поверхностное натяжение на границе раздела фаз.

Динамические свойства ОФП показывают, что чем меньше проницаемости коллектора, тем больше значение начального градиента сдвига и зона нелинейности сдвигается в сторону увеличения градиентов давления

Метод динамического расчета ОФП может быть реализован с использованием любого из известных “линейных” симуляторов: РН-КИМ, Eclipse и др. Технология их применения предполагает итерационный пересчет ОФП и критических насыщенных по особому алгоритму с использованием процедур рестартов этих симуляторов. При этом симуляторы рассчитывают потоки флюидов, поля пластовых давлений и насыщенных, масштабируют ОФП, а управление временными шагами и итерациями, расчет скоростей фильтрации, капиллярных чисел и «кубов» конечных точек ОФП выполняет специальный программный модуль, внешний для симулятора.

#### Библиографический список

1. Черемисин, Н. А. Физические основы повышения эффективности разработки гранулярных коллекторов / Н. А. Черемисин, В. П. Сонич, Н. Е. Батулин, Н. Я. Медведев // Нефтяное хозяйство. – 2002. – №8. – С. 38-42.
2. Попков, В. И. Использование зависимости относительных фазовых проницаемостей от капиллярного числа в задачах трехмерного гидродинамического моделирования залежей нефти и газа. / В. И. Попков [и др.] // Матем. Моделирование. – 2005. – Т. 17, №2. – С. 92-102.
3. Черемисин, Н. А. Новейшие представления о фазовой проницаемости коллекторов Западной Сибири и ее влиянии на разработку трудноизвлекаемых запасов / Н. А. Черемисин [и др.] // Освоение месторождений с трудноизвлекаемыми запасами и высоковязкими нефтями: материалы II Междунар. науч.-практ. конф. – г. Анапа. – Краснодар: Советская Кубань, 2000. – С. 98-113.

Научный руководитель: Колев Ж.М., к. т. н., канд. техн. наук, доцент.

## Анализ эффективности воздействия модельного раствора КВг на улучшение коллекторских свойств продуктивного пласта

Шандра Н.А.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Наиболее значимым и экономически важным этапом буровых работ по заканчиванию эксплуатационных и разведочных скважин является вскрытие продуктивных пластов. При проведении вскрытия пласта необходимо выбрать эффективные технологии, позволяющие качественно выполнять работы по получению притока нефти из вскрываемых объектов, при этом необходимо обеспечить минимальные затраты средств и времени на освоение скважины. При выборе эффективного метода вскрытия продуктивного пласта, прежде всего, необходимо располагать данными о характеристике его коллекторских свойств, температуре и давлении флюида в интервале вскрытия [1].

Коллекторские свойства продуктивных пластов определяются гранулометрическим составом, пористостью, проницаемостью и трещиноватостью составляющих их пород. Под пористостью горной породы (продуктивного пласта) понимают наличие в ней пустот (пор, каверн, трещин и т.д.), не заполненных твердым веществом. Пористость характеризует способность породы вмещать в себя нефть, газ и воду и определяется как отношение пор образца породы  $V$  к видимому объему этого образца  $V$  и выражается в процентах. Проницаемостью горной породы называется способность ее пропустить через себя жидкость или газ [2].

На территории Западной Сибири состав продуктивных пластов характеризуются глинистыми породами [3]. Главным породообразующим минералом глин является каолинит. Химический состав каолинита показан на рисунке 1.

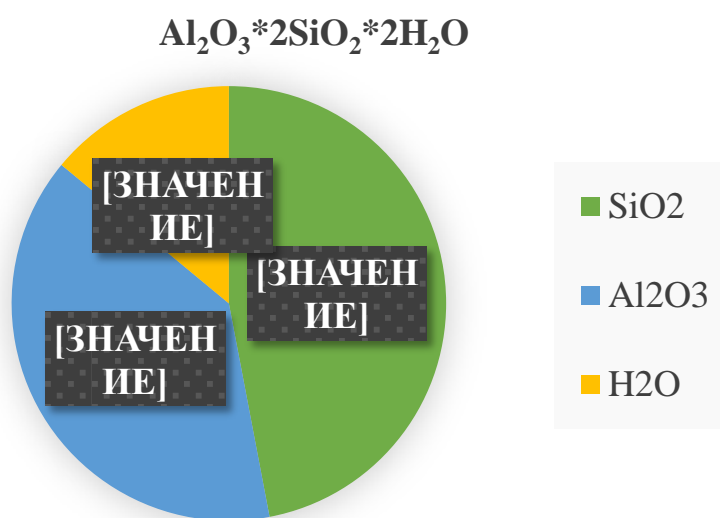


Рисунок 1. Химический состав каолинита

В данном исследовании, для улучшения коллекторских свойств продуктивного пласта, рассматривается модельный раствор KBr, который закачивается в продуктивный пласт перед процессом цементирования. Модельного раствора KI+KBr для исследования приготавливался по следующей рецептуре:

- KI → 39,1 + 126,9 = 166 г.
- KBr → 39,1 + 79,9 = 119 г.

Методом сорбции приготовленный модельный раствор был полностью очищен от йода (I), так как йод ухудшает коллекторские свойства продуктивного пласта [4].

Для проведения анализа поглощения породами брома (Br) в очищенный модельный раствор опустили три образца керна:

- песчаник водонасыщенный;
- аргиллит;
- алевролит.

В ходе эксперимента, было обнаружено, что концентрация Br в исходном растворе уменьшилась за счет поглощения Br керном. Концентрация Br уменьшилась на 32% за счет поглощения образцами керна [5].

Для проверки результатов исследования был определен минералогический состав образцов керна методом рентгеновской дифракции, показанный на рисунках 2, 3, 4.

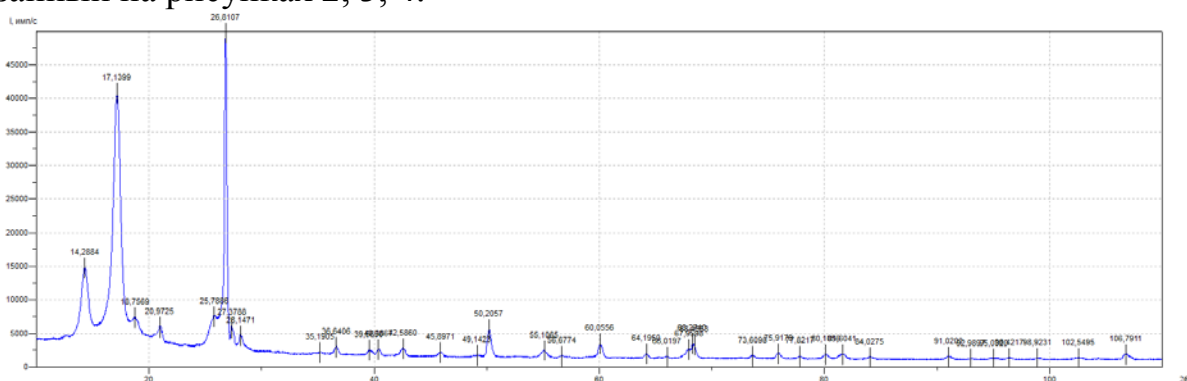


Рисунок 2. Рентгеновская дифракция песчаника водонасыщенного

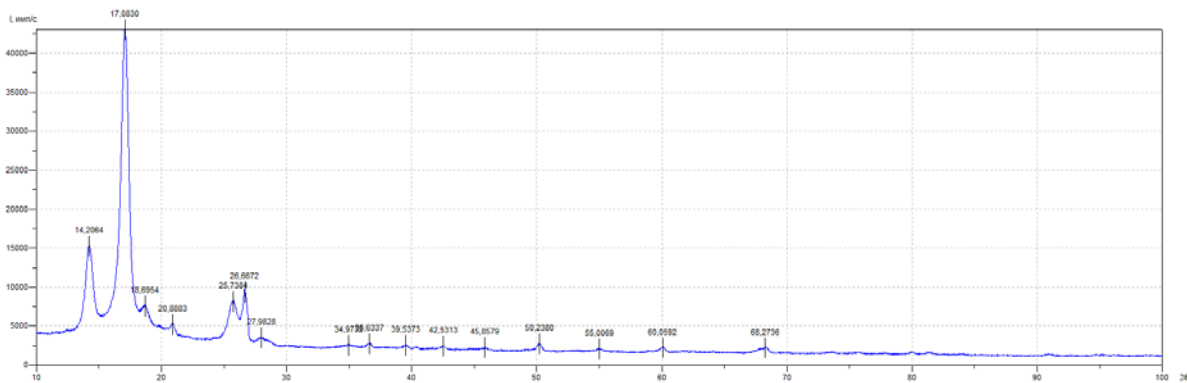


Рисунок 3. Рентгеновская дифракция аргиллита

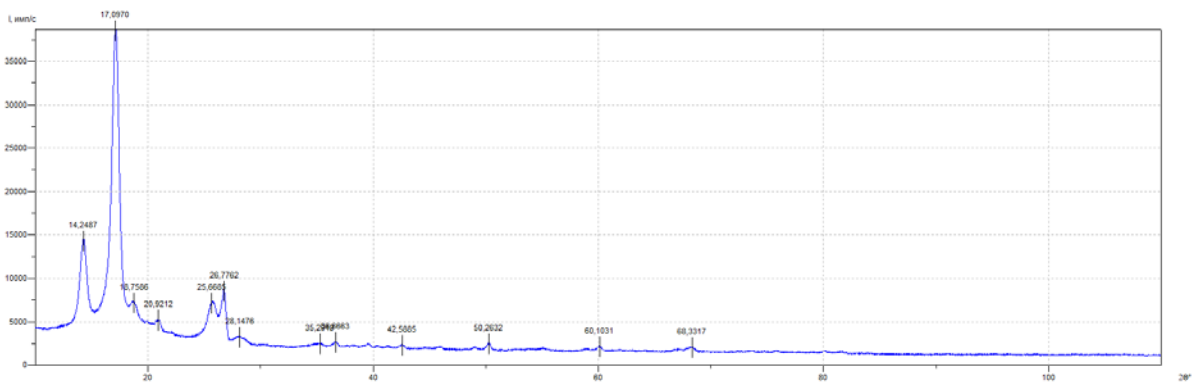


Рисунок 4. Рентгеновская дифракция алевролита

На основании полученных экспериментальных данных можно сделать следующие выводы:

- присутствие йода (I) в модельном растворе не улучшает коллекторские свойства глинистых пород;
- улучшение коллекторских свойств происходит от полного очищения йода (I) из сеноманской воды;
- бром (Br) поглощается образцами керна, что приводит к улучшению коллекторских свойств продуктивного пласта, за счет возникновения в них химических реакций.

#### Библиографический список

1. Овчинников В. П. Технология бурения нефтяных и газовых скважин [Текст]: учебник: в 5 т. / В. П. Овчинников [и др.]; под общ. ред. В. П. Овчинникова. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2014. – 484 с.
2. Овезов М. О. Воздействие промывочной жидкости на продуктивный пласт / М. О. Овезов // Молодой ученый. - 2012. – № 7. – С. 39-42.
3. Вспомогательный инструмент для бурения и ремонта скважин. / Под общ. ред. д.т.н, профессора Г.Г. Ишбаева. Учебное пособие. – Уфа: ООО Издательство «Нефтегазовое дело», 2007. – 138 с.
4. Овчинников, В. П. Буровые промывочные жидкости [Электронный ресурс]: учебное пособие / В. П. Овчинников, Н. А. Аксенова, Ф. А. Агзамов. – Тюмень, 2011. – 309 с.
5. Заканчивание скважин: учебное пособие / В. П. Овчинников, Н. А. Аксенова, Ф. А. Агзамов, О. В. Нагарев. – Тюмень: Изд-во «Экспресс», 2010. – 451 с.

Научный руководитель: Овчинников В.П., д.т.н, профессор

## **Обоснование оптимальных параметров теплоносителя для добычи высоковязкой нефти для условий месторождения Самарской области**

*Штробель Н.В., Шарифов А.Р.*

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

Закачка теплоносителя в пласт в условиях высоковязкой нефти связана с рядом технологических проблем: высокие энергозатраты на нагрев теплоносителя, потери тепла нагнетаемого агента при движении по стволу скважины, образование эмульсий при подъеме пластовых флюидов на поверхность, необходимость применения специализированного оборудования для условий высоких температур. Также возникает сложность с подбором технологических параметров с учетом теплопотерь, теплоизоляции оборудования и геолого-физических особенностей пласта. Для эффективного применения метода закачки теплоносителя в пласт требуется анализ и учет всех вышеуказанных факторов.

В качестве критериев при нагнетании теплоносителя учитываются физико-химические свойства пластовых флюидов, свойства пород коллектора, пластовые характеристики, конструкция скважин. Ключевым фактором для закачки теплоносителя является степень снижения вязкости нефти при ее нагреве.

Целью данной работы является: повышение эффективности добычи высоковязкой нефти тепловыми способами.

Для решения данной задачи были поставлены следующие цели:

1. Анализ процессов, протекающих при добыче высоковязкой нефти, путем закачки в пласт теплоносителя;
2. Выведение критериев подбора оборудования для закачки теплоносителя;
3. Обоснование режимов закачки теплоносителя на примере изучаемого объекта;
4. Обоснование оборудования для добычи высоковязкой нефти.

Ключевыми параметрами закачки пара являются сухость пара на забое и темп закачки пара, характеризующие соответственно количество тепла в единице массы пара и скорость ввода тепла в пласт [1].

Объектом исследования является одно из месторождений высоковязкой нефти Самарской области. Вязкость нефти в пластовых условиях 79,3 мПа·с. Температура пласта – 29 °С, пластовое давление – 10 МПа, проницаемость матрицы – 0,5 мкм<sup>2</sup>, трещин – 1 мкм<sup>2</sup>, нефтенасыщенная толщина – 10 м. Глубина залегания кровли пласта 1015 м. Тип коллектора – карбонатный.

Для создания и закачки пара в промышленных условиях используется передвижная парогенераторная установка ППУА-1600/100М.

Для предотвращения потери тепла при закачке теплоносителя следует применять НКТ с низким коэффициентом теплопроводности. В работе

рассмотрены два типа теплоизолированных труб: с экранно-вакуумной изоляцией (ЭВИ) и экранно-полимерной изоляцией (ЭПИ), а также, обычные НКТ.

При использовании НКТ без теплоизоляции при рассматриваемых темпах закачки теплоносителя, пар полностью конденсируется, не доходя до забоя (рисунок 1). Следует отметить, что при продвижении пара по стволу скважины его температура увеличивается из-за сжатия. После конденсации, температура теплоносителя интенсивно снижается.

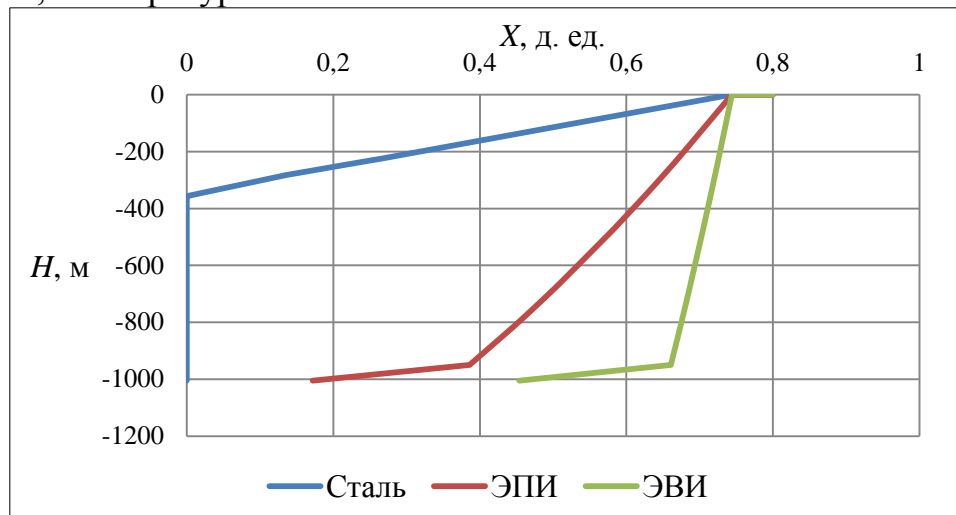


Рисунок 1. Зависимость распределения сухости пара по стволу скважины от типа НКТ

Подбор оптимальных параметров закачки пара предусматривает следующие ограничения:

- Технологические возможности используемого оборудования
- Оптимальная сухость пара на забое скважины.
- Обеспечение продавливания теплоносителя в пласт.
- Ограничение по температуре на забое для предотвращения температурной деструкции нефти.

Результаты подбора режима закачки в таблице 1.

Таблица 1

Оптимальные параметры режима закачки пара

Режим закачки			Параметры забоя		
$Q_{п}$ , т/сут	$P_{наг}$ , бар	$T_0$ , С	$X_{заб}$ , д. ед.	$P_{заб}$ , бар	$T_{заб}$ , °С
38	98,1	310	0,454	134,02	333,23

При подборе электроцентробежного насоса (ЭЦН) учитываются следующие факторы [2]:

1. Ожидаемый дебит скважины
2. Повышенная температура на забое.
3. Образование водонефтяных эмульсий повышенной вязкости
4. Наличие пара в скважине или его образование в рабочих камерах насоса



Для корректировки паспортных характеристик насоса для вязкости смеси используется метод переводных коэффициентов (рисунок 2).

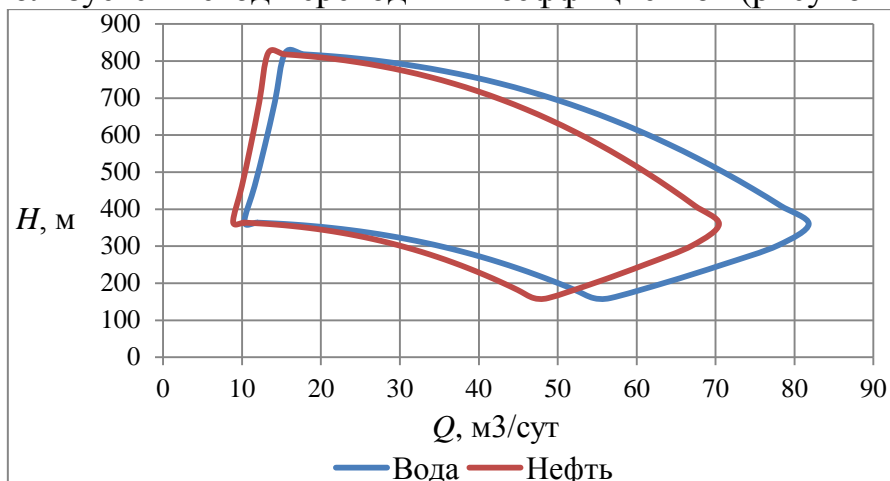


Рисунок 2. Корректировка характеристики насосов для вязкой жидкости

На основании анализа можно сделать выводы:

- Сухость пара на забое увеличивается при увеличении темпа подачи пара. Увеличение давления снижает сухость пара.
- Теплоизоляция НКТ значительно влияет на сухость пара и, как следствие, на эффективность применяемой технологии.
- При работе ЭЦН с высоковязкой жидкостью напорная характеристика насоса значительно изменяется.

#### Библиографический список

1. Расчетная модель для оценки изменения свойств теплоносителя по стволу скважины при закачке пара / Е. В. Юдин, К. В. Воробьев, А. А. Быков, И. К. Степаненко // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 3. – С. 50-53.
2. Barrios, L. Brazil Field Experience of ESP Performance with Viscous Emulsions and High Gas Using Multi-Vane Pump MVP and High Power ESPs / L. Barrios, M. Rojas, G. Monteiro, N. Sleight // Society of Petroleum Engineers. – 2017. – April 24-28. – P. 38-49.

Научный руководитель: Шагиахметов А.М., канд. техн. наук, ст. преподаватель.

## К вопросу оценки коэффициента продуктивности по нефти скважин с боковым стволом

Щербаков А.А.

Пермский национальный исследовательский политехнический университет, г. Пермь,

На месторождениях Соликамской депрессии применяются различные мероприятия по интенсификации добычи нефти [1]. Наиболее эффективным мероприятием является зарезка боковых стволов [2]. При обосновании расположения бокового ствола в интервале продуктивного пласта одним из основных показателей эффективности работы скважины является начальный коэффициент продуктивности скважины по нефти ( $K_{\text{прод.н}}$ ). При разработке методики прогнозной оценки  $K_{\text{прод.н}}$  использованы данные по 40 скважинам Уньвинского месторождения. Исходной информацией послужили результаты геофизических и гидродинамических исследований, значения фильтрационно-емкостных свойств, физико-химические свойства нефти, а также геолого-технологические показатели. Рассматривались следующие параметры:  $h_{\text{пл}}$  – толщина пласта, м;  $h_{\text{эф.н}}$  – эффективная нефтенасыщенная толщина, м;  $N_{\text{пропл}}$  – количество пропластков, шт;  $K_{\text{п}}$  – пористость, %;  $k_{\text{пр ГДИ}}$  – проницаемость по ГДИ, мкм<sup>2</sup>;  $\rho_{\text{зап}}$  – плотность запасов, т/м<sup>2</sup>;  $K_{\text{н}}$  – текущая нефтенасыщенность, %;  $\mu$  – динамическая вязкость нефти, мПа·с;  $\rho$  – плотность нефти, кг/м<sup>3</sup>;  $\alpha$  – зенитный угол бокового ствола в интервале продуктивного пласта, град;  $L_{\text{ст}}$  – длина ствола скважины в пласте, м;  $L_{\text{н}}$  – расстояние до забоя ближайшей нагнетательной скважины, м;  $L_{\text{д}}$  – расстояние до забоя ближайшей добывающей скважины, м.

На **первом** этапе для всех параметров исходной выборки построены корреляционные поля. Анализ данных полей в совокупности со значениями коэффициента корреляции ( $r$ ) показывает степень влияния параметров на коэффициент продуктивности скважин по нефти. Наиболее статистически значимые корреляционные связи коэффициента продуктивности  $K_{\text{прод.н}}$  наблюдаются с параметрами  $\alpha$  ( $r=0,75$ ),  $L_{\text{ст}}$  ( $r=0,73$ ),  $k_{\text{пр ГДИ}}$  ( $r=0,72$ ) и  $K_{\text{н}}$  ( $r=0,71$ ) при уровне статистической значимости  $p < 0,05$ .

На **втором** этапе по всем значениям выборки с использованием пошагового регрессионного анализа получено многомерное уравнение регрессии, в котором зависимой переменной является коэффициент продуктивности  $K_{\text{прод.н}}$ , а независимыми – остальные параметры выборки:

$$K_{\text{прод.н}}^{\text{м}} = -24,17 + 0,04 \cdot \alpha + 31,24 \cdot k_{\text{пр ГДИ}} + 0,25 \cdot K_{\text{н}} + 0,38 \cdot h_{\text{эф.н}} - 0,35 \cdot N_{\text{пропл}} + 0,11 \cdot L_{\text{ст}}, R^2=0,84 \text{ – коэффициент детерминации.} \quad (1)$$

На **третьем** этапе проводится сопоставление фактических ( $K_{\text{прод.н}}^{\text{ф}}$ ) и рассчитанных по уравнению модельных значений коэффициента продуктивности ( $K_{\text{прод.н}}^{\text{м}}$ ), которое свидетельствует о значительном разбросе данных, абсолютная погрешность  $\Delta_{\text{абс}}^{\text{сп}}$  составила 1,4 т/(сут·МПа), относительная  $\Delta_{\text{отн}}^{\text{сп}}$  – 23,6 %. Исходя из этого можно предположить, что корре-

ляционное поле состоит из подчастей (классов), в пределах которых на значения  $K_{\text{прод.н}}$  действуют различные показатели.

Для выделения классов рассмотрим зависимость  $K_{\text{прод.н}}^{\Phi}$  от зенитного угла бокового ствола в интервале продуктивного пласта  $\alpha$  (рис. 1), как наиболее статистически значимую.

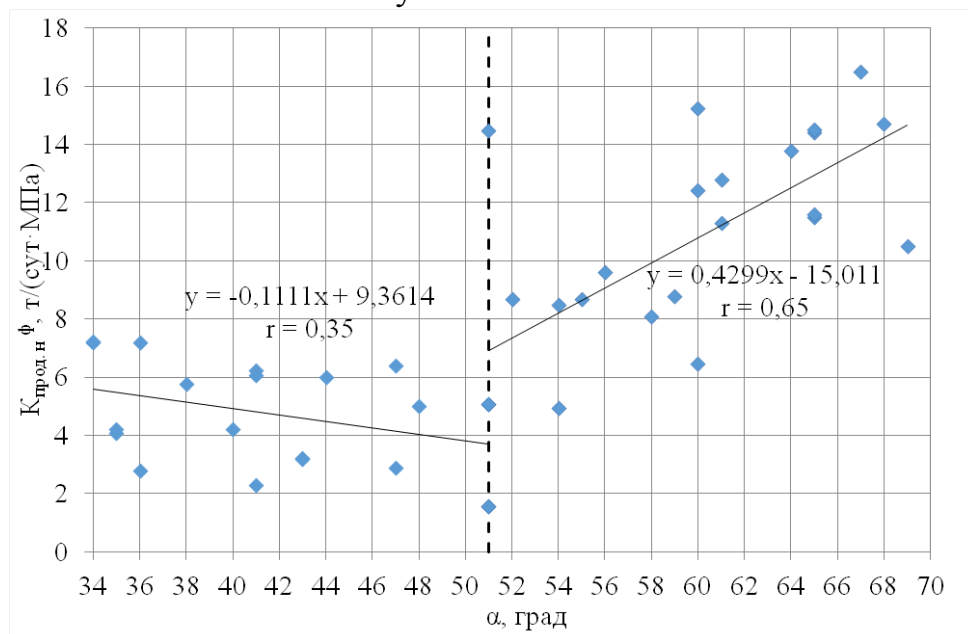


Рисунок 1. Зависимость  $K_{\text{прод.н}}$  от зенитного угла бокового ствола в интервале продуктивного пласта

Из нее видно, что при значении  $\alpha=51^{\circ}$  наблюдается максимальный разброс значений  $K_{\text{прод.н}}^{\Phi}$  от 1,6 до 14,5 т/(сут·МПа).

На **четвертом** этапе, используя в качестве классификатора значения  $\alpha < 51^{\circ}$  (1 класс) и  $\alpha \geq 51^{\circ}$  (2 класс), с помощью пошагового линейного дискриминантного анализа строится линейная дискриминантная функция  $Z$ , показывающая, что геолого-технологические условия, при которых формируется значение  $\alpha$ , действительно различаются, что также подтверждается сравнением средних значений по  $t$ -критерию Стьюдента ( $t_p$ ). Чем больше по модулю значение  $t_p$ , тем сильнее различие классов по данному параметру, знак показывает соотношение средних значений между собой [3]. Установлено, что выделенные классы существенно отличаются по параметрам  $N_{\text{пропл}}$  ( $t_p=-2,55$ ),  $k_{\text{пр гди}}$  (-3,89),  $K_n$  (-3,90),  $L_{\text{ст}}$  (-5,33),  $L_n$  (2,83),  $L_d$  (2,52), при этом выполнено необходимое условие уровня значимости  $p < 0,05$ ).

На заключительном, **пятом**, этапе для прогноза значений  $K_{\text{прод.н}}$  с учетом выделенных классов получены регрессионные уравнения:

- 1 класс ( $\alpha < 51^{\circ}$ )

$$K_{\text{прод.н}}^{\text{м}} = 250,794 + 0,062 \cdot K_n + 0,004 \cdot L_n - 0,213 \cdot \alpha + 34,75 \cdot k_{\text{пр гди}} + 3,643 \cdot \rho_{\text{зап}} + 0,061 \cdot L_{\text{ст}} + 10,554 \cdot \mu - 0,463 \cdot h_{\text{эф.н}} - 0,348 \cdot \rho, \quad (2)$$

$$R^2=0,87.$$

- 2 класс ( $\alpha \geq 51^\circ$ )

$$K_{\text{прод.н}}^{\text{м}} = -44,463 + 0,613 \cdot K_{\text{н}} + 26,177 \cdot k_{\text{пр гди}} + 0,369 \cdot h_{\text{эф.н}} - 0,414 \cdot N_{\text{пропл}} + 0,104 \cdot L_{\text{ст}} - 0,139 \cdot \alpha - 0,003 \cdot L_{\text{н}}, R^2=0,88. \quad (3)$$

Сопоставление модельных значений коэффициента продуктивности, рассчитанных с учетом выделения классов по уравнениям (1) и (2), с фактическими значениями свидетельствует о значительном увеличении точности прогноза коэффициента продуктивности.

По сравнению с уравнением (1) снижение средней абсолютной погрешности  $\Delta_{\text{абс}}^{\text{сп}}$  составило 0,6 т/(сут·МПа), средней относительной  $\Delta_{\text{отн}}^{\text{сп}}$  – 12,5%.

**Вывод:**

Разработанная методика позволяет значительно повысить точность прогнозной оценки коэффициента продуктивности по нефти скважин с боковым стволом.

### Библиографический список

1. Щербаков, А. А. Анализ эффективности применения методов увеличения нефтеотдачи месторождений Пермского Прикамья с трудноизвлекаемыми запасами / А. А. Щербаков, М. С. Турбаков, Р. В. Дворецкас // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 12 – С. 97-99.

2. Щербаков, А. А. Оценка эффективности мероприятий по интенсификации добычи нефти (на примере месторождений Соликамской депрессии) / А. А. Щербаков, Г. П. Хижняк, В. И. Галкин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2019. – № 2 – С. 70-73.

3. Галкин В. И. Обоснование зональной нефтегазоносности территории Висимской моноклинали по геохимическим критериям / В. И. Галкин, К. А. Кошкин, О. А. Мелкишев // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2018. – Т.18, № 1. – С.4-15. DOI: 10.15593/2224-9923/2018.3.1

Научный руководитель: Хижняк Г.П., д-р. техн. наук, доцент.

### **Конструкции скважин на Пякяхинском месторождении**

*Щербаков А.В.*

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

Разработка и выбор конструкции скважины является основным этапом ее проектирования. Конструкция должна обеспечивать высокое качество строительства скважины как долговременно эксплуатируемого нефтепромыслового объекта, не допускать аварии и осложнения, возникающие в процессе бурения, и создавать условия для снижения затрат времени и материально-технических средств на бурение [1].

Пякяхинское месторождение открыто в 1989 поисковой скважиной № 2001П, в настоящее время находится на стадии эксплуатационного разбуривания. По строению является сложным многопластовым. В продуктивном разрезе месторождения в пластах групп ПК<sub>18-21</sub>, АУ и БУ отмечается чередование газоконденсатных, нефтяных и нефтегазоконденсатных залежей. На месторождении выделено 30 продуктивных пластов и 39 залежи углеводородов. В разрезе нефтегазоконденсатных пластов выделяются зоны контактных запасов (вода-нефть, нефть-газоконденсат, вода-нефть-газоконденсат) [2].

Месторождение находится в северо-восточной части Западно-Сибирской равнины, в бассейне реки Мессояха. Территория участка приурочена к Тазовской провинции тундровой равнинной зональной области. Многолетнемерзлые породы (ММП) залегают с глубины 1,5 до 400 м.

Строение толщи ММП не является однородным и представляет собой чередование различных по криогенной текстуре и льдистости слоев. Слой ММП преимущественно прерывается на участках речных долин, а также под крупными озерами, где получают развитие несквозные талики, мощность которых может изменяться от 4 до 30 м. Сезонное протаивание на характеризуется как среднее, на глубину не более 5-20 см [1].

В период с 1989 по 1993 было пробурено 14 скважин (6 - поисковых, 8 - разведочных), конструкция скважин представлена на рисунке 1.



Рисунок 1. Конструкция разведочных (поисковых) скважин до 1993

В период с 1993 по 2016 было пробурено 6 скважин (5 - поисковых, 1 - разведочная), конструкция скважин представлена на рисунке 2.



Рисунок 2. Конструкция разведочных (поисковых) скважин после 1993

Таким образом, основываясь на опыте бурения разведочных и поисковых скважин до 1993, характер залегания ММП позволяет осуществить бурение интервала под кондуктор до 1500 м, с минимальным искривлением траектории.

С 2016 на месторождении осуществляется эксплуатационное бурение как на газовые объекты, так и нефтяные, конструкция эксплуатационных скважин представлена на рисунке 3.

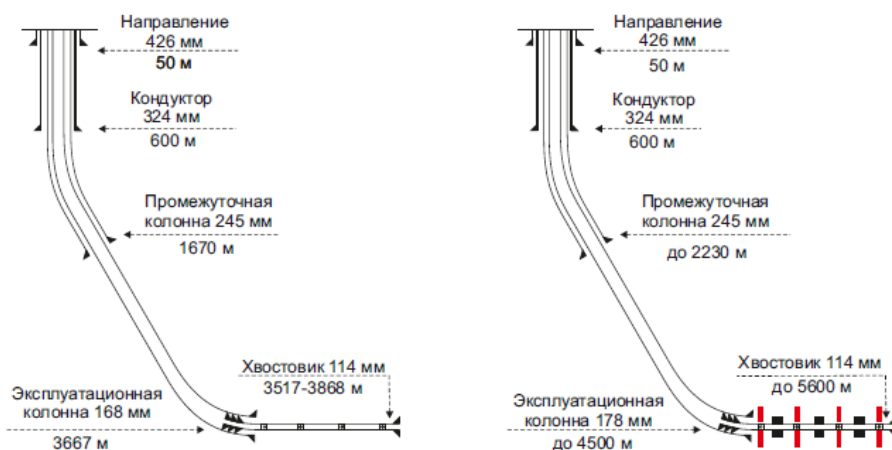


Рисунок 3. Конструкция эксплуатационных скважин

Строительство скважин с эксплуатационной колонной 168 мм осуществлялось в первый год, в последующие был переход на диаметр 178 мм, для возможности бурения горизонтального участка с полным сопровождением каротажа во время бурения.

Анализируя варианты конструкции эксплуатационных скважин на Пяяхинском месторождении, можно отметить, что кондуктор спускается для перекрытия интервала ММП, до глубины 600 м. Промежуточная колонна спускается для предотвращения разрыва пород при возможном фонтанировании продуктивных пластов процессе бурения под эксплуатацион-

ную колонну, расчетная минимальная глубина спуска составляет от 1200 до 2000 м в зависимости вскрываемых объектов (ПК<sub>18-21</sub> - БУ<sub>18-20</sub>).

На основании проведенного анализа строительства поисковых, разведочных и эксплуатационных скважин на Пякяхинском месторождении можно сделать следующие выводы:

1. Направление устанавливается на глубину 50 м, кондуктор спускается до глубины 600 м для перекрытия интервала ММП, а интервал установки промежуточной колонны зависит от вскрываемых объектов, в соответствии с чем, для возможности индивидуального подхода к выбору глубины спуска, необходимо дополнительно провести 1 D геомеханическое моделирование.

2. Для облегчения конструкции скважин, строящихся на объекты ПК<sub>18-21</sub>, АУ, предлагается рассмотреть вариант замены эксплуатационной колонны, на хвостовик.

#### Библиографический список

1 Абдрахманов, Р. Р. Разработка конструкций скважин на объекты Апт-альб-сеноманских отложений Пякяхинского месторождения / Р. Р. Абдрахманов, А. В. Щербаков // Сборник материалов форума VI Тюменского международного инновационного форума «НЕФТЬГАЗТЭК». – Тюмень, 2015. – С. 11-16.

2 Оценка риска прорыва газа при эксплуатации нефтегазоконденсатных скважин Пякяхинского месторождения / А. А. Потрясов, А. С. Мороз, И. Р. Сафиуллин [и др.] // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2015. – № 10. – С. 40-42.

Научный руководитель: Кузнецов В.Г., доктор. техн. наук, профессор.

#### **Исследование эффективности экранных технологий для повышения нефтеотдачи при разработке подгазовых нефтяных оторочек путем гидродинамического моделирования**

*Якупов Р.Р.*

*Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа*

Современное состояние нефтегазовой отрасли требует максимальное введение в разработку залежей с трудноизвлекаемыми запасами. Большое количество нефти находится в подгазовых оторочках, КИН в которых обычно не превышает 10-15 %, [1]. При разработке таких залежей основной проблемой является выбор оптимальной сетки скважин и режимов их эксплуатации, не допускающей преждевременного прорыва газа к забоям нефтедобывающих скважин. В любом случае, при длительной работе скважин произойдет подтягивание газонефтяного и водонефтяного контак-

тов к забоям, но применение технологий, ограничивающих движение флюидов в зонах контактов, позволяет значительно увеличить срок эксплуатации добывающих скважин и конечное извлечение нефти, [2].

Ограничение смещения газонефтяного контакта может осуществляться созданием жестких и полужестких барьеров в зоне контакта в области наибольших депрессий у добывающих скважин или введением системы нагнетательных скважин для реализации барьерного заводнения, [3].

Для исследования эффективности применения подобных технологических решений была использована гидродинамическая модель участка пласта 500x500 м, созданная в программном инструменте Tempest MORE. Подгазовая нефтяная оторочка, толщина которой варьировалась в пределах от 5 до 20 м, вскрыта системой из четырех вертикальных скважин. В данной работе не уделялось внимание методам создания барьеров, так как технологии сильно различаются, в зависимости от свойств пласта, флюидов, оборудования и используемых реагентов. В первом случае расчета ведется опережающая разработка оторочки, во втором – в модель включается скважина, вскрывающая ее газоносную часть. В каждом из случаев несколькими различными по площади зонами пониженной проницаемости были смоделированы условные экраны, ограничивающие продвижение газа к забоям нефтяных скважин. Каждая стратегия разработки месторождения была смоделирована при различных толщинах нефтяной оторочки, газоносной части и их отношения.

На рисунке 1 представлена зависимость КИН за 10 лет моделирования разработки подгазовой нефтяной оторочки толщиной 20 метров от площади перекрытия экраном площади дренирования скважины.

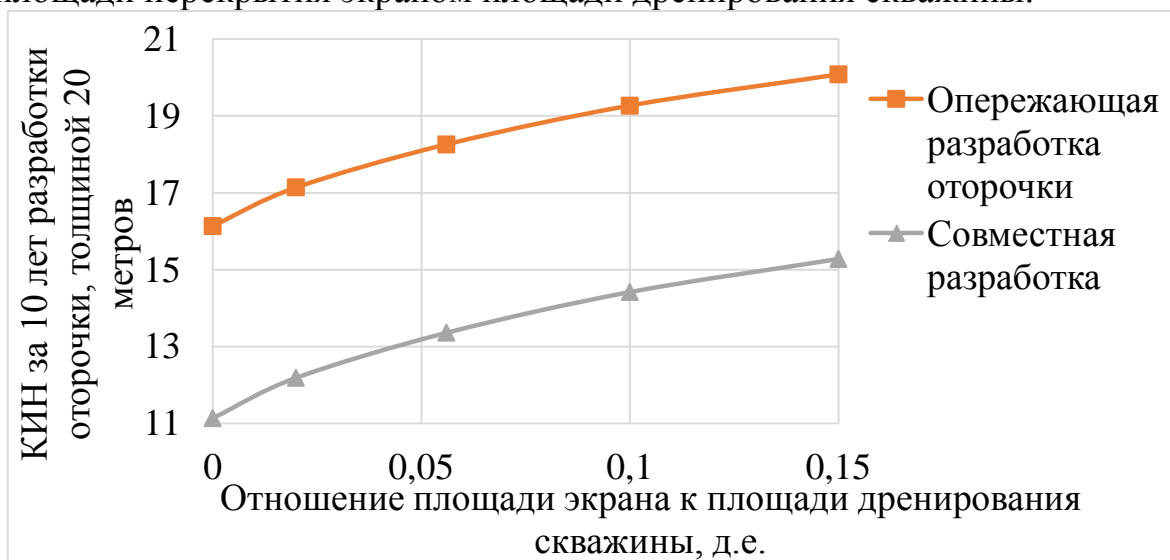


Рисунок 1. Зависимость КИН от отношения площади экрана к площади дренирования

На рисунке 2 представлена зависимость снижения КИН из-за введения в работу газовой скважины за 20 лет моделирования при различных



толщинах оторочки от площади перекрытия экраном области дренирования скважины.

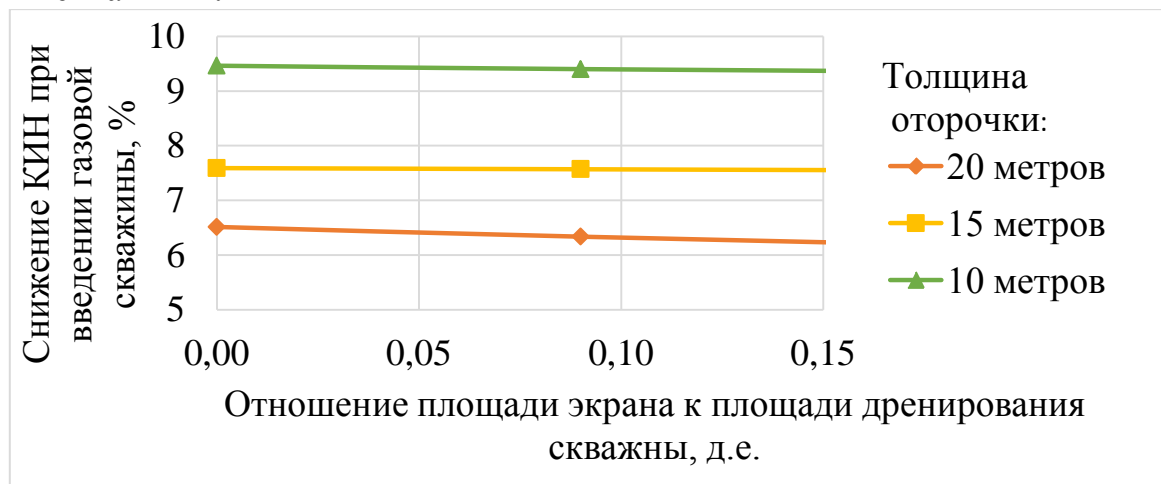


Рисунок 2. Зависимость изменения КИН от отношения площади экрана к площади дренирования

По результатам, полученным по гидродинамической модели, можно сделать следующие выводы:

- Основными факторами, оказывающими влияние на эффективность технологии, являются отношение мощностей газовой и нефтяной частей и отношение площади перекрытия полупроницаемым экраном к площади дренирования скважины.
- Совместная эксплуатация газовой и нефтяной частей месторождения отрицательно сказывается на извлечении нефти по причине более интенсивного снижения давления. По представленному рисунку 1 можно сделать вывод о том, что коэффициент извлечения нефти при применении подобных технологий увеличивается криволинейно при увеличении площади создаваемого барьера. Поэтому необходим выбор оптимального объема закачиваемого состава, позволяющего при минимальных затратах достичь максимального извлечения нефти.
- Из рисунка 2 следует, что при меньшей толщине оторочки разработка газовой части месторождения оказывает большее влияние, однако применение экранных технологий позволяет его снизить.

#### Библиографический список

1. Актуальные проблемы и перспективы освоения запасов нефти, связанных с подгазовыми нефтяными залежами нефтяными оторочками месторождений ОАО «Газпром» / Г. П. Косачук [и др.] // Вести газовой науки: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 г. – 2012. – № 1 (9). – С. 226-232.
2. Обоснование эффективности экранных технологий для повышения углеводородоотдачи методами физического и математического моделирования / В. П. Ваньков [и др.] // Вести газовой науки: Актуальные во-

просы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – 2016. – № 4 (28). – С. 41-49.

3. Проблемы освоения тонких нефтяных оторочек газоконденсатных залежей восточной сибери (на примере Ботуобинской залежи Чайнинского НГКМ) / С. В. Буракова [и др.] // Вести газовой науки: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 г. – 2013. – № 5 (16). – С. 124-133.

Научный руководитель: Шаяхметов А.И., канд. техн. наук, доцент.

### **Исследование проводимости и проницаемости проппантовой упаковки фракции 16/30**

*Янусов О.А.*

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

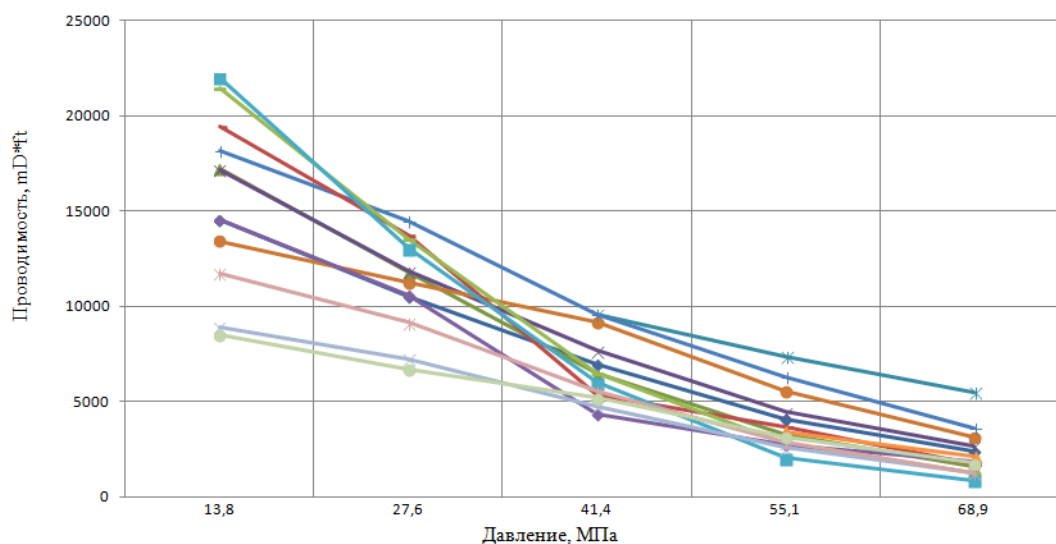
Одним из важнейших вопросов технологии гидроразрыва пласта является крепление создаваемой трещины соответствующим зернистым материалом – закрепителем. Крепление трещин во многом определяет успешность конечного результата – создания высокопроводящего фильтрационного канала.

Для изучения проводимости проппантовой упаковки в условиях, приближенных к пластовым, используется установка «ПИК–API RP 61». Данная установка позволяет определить долговременную проводимость проппанта, находящегося между пластинами искусственного или пластового керна.

Графики зависимости проводимостей и проницаемостей различных марок проппанта фракции 16/30 от давления представлены на рисунках 1 и 2.

Анализируя фактически полученные результаты, можно констатировать, что из исследуемых проппантов фракции 16/30 при давлении 13,8 МПа высокое значение проводимости имеет проппант марки Carbo Lite (21999 мD\*ft). Далее проводимость проппантной пачки изменяется в ряду в сторону уменьшения: ForeProp, ForeRCP, Linhai, Trekgorney, Sinter Lite, CarboProp, BORPROP, NordProp RCP, BorProp light, BorProp R2 RCP, BorProp R1 RCP (8494 мD\*ft). Кратность значений проводимости между проппантами Carbo Lite и BorProp R1 RCP составляет 2,6.

При том же давлении высокое значение проницаемости имеет проппант марки Carbo Lite (1178 Д). Далее в ряду по убыванию: ForeRCP, ForeProp, Linhai, Sinter Lite, CarboProp, Trekgorney, BORPROP, NordProp RCP, BorProp R2 RCP, BorProp R1 RCP (475 Д). Кратность значений проницаемости между проппантами Carbo Lite и BorProp R1 RCP составляет 2,48.



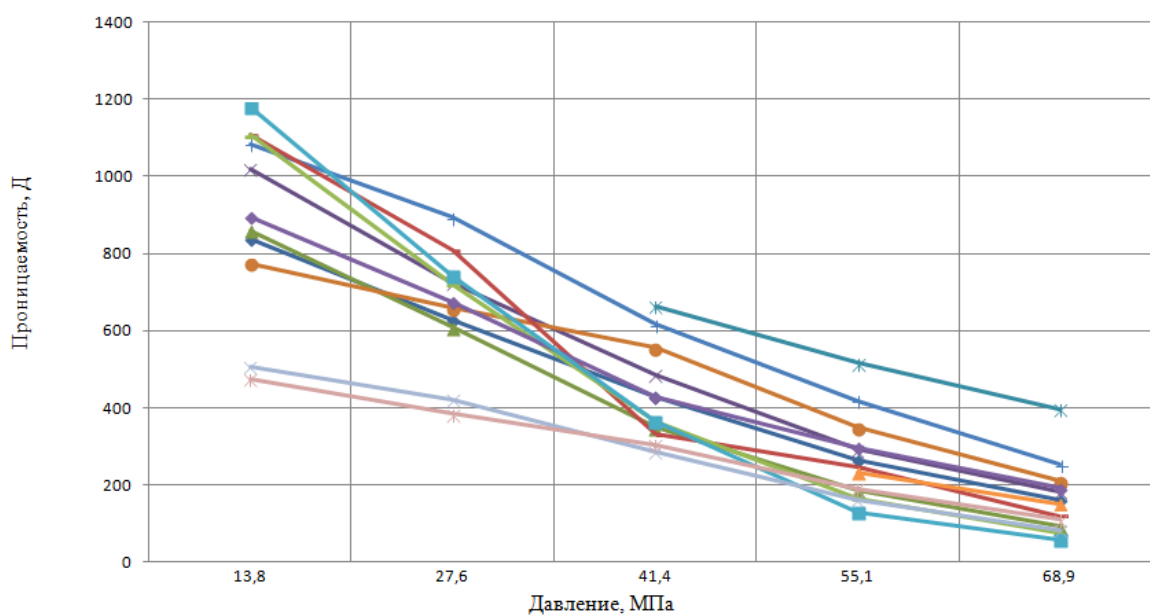
BORPROP	14512	10521	6928	4076	2410
Trekgorney	17205	11789	6462	3245	1562
Sinter LITE	17173	11844	7664	4445	2665
Sinter Ball			9542	7356	5455
NordProp RCP	13417	11216	9172	5555	3116
Linhai	18165	14454	9596	6268	3610
ForeRCP	19440	13713	5324	3691	1701
ForeProp	21457	13534	6474	2821	1224
CarboProp	14526	10593	4365	2730	1871
CARBO LITE	21999	13057	6021	2054	868
BorProp SSP				3422	2116
BorProp R2 RCP	8901	7219	4767	2554	1270
BorProp light	11729	9163	5572	2849	1270
BorProp R1 RCP	8494	6708	5179	3143	1770

Рисунок 1. График зависимости проводимостей различных марок проппанта фракции 16/30

При давлении 27,6 МПа высокое значение проводимости имеет проппант марки Linhai (14454 mD\*ft). Далее в ряду по убыванию проппанты располагаются следующим образом: ForeRCP, ForeProp, Carbo Lite, Sinter Lite, Trekgorney, NordProp RCP, CarboProp, BORPROP, BorProp light, BorProp R2 RCP, BorProp R1 RCP (6708 mD\*ft). Кратность значений проводимости между проппантами Linhai и BorProp R1 RCP составляет 2,1.

При том же давлении высокое значение проницаемости имеет проппант марки Linhai (894 Д). Далее по убыванию: ForeRCP, Carbo Lite, Sinter Lite, ForeProp, CarboProp, NordProp RCP, BORPROP, Trekgorney, BorProp R2 RCP, BorProp R1 RCP (384 Д). Кратность значений проницаемости между проппантами Linhai и BorProp R1 RCP составляет 2,3.

При давлении 41,4 МПа высокое значение проводимости имеет проппант марки Linhai. Далее ряд по убыванию: Sinter Ball, NordProp RCP, Sinter Lite, BORPROP, ForeProp, Trekgorney, Carbo Lite, BorProp light, ForeRCP, BorProp R1 RCP, BorProp R2 RCP, CarboProp. Ряд по проницаемости выглядит практически таким же образом.



BORPROP	836	629	429	263	161
Trekgorney	860	610	349	185	94
Sinter LITE	1020	725	487	293	184
Sinter Ball			664	516	397
NordProp RCP	774	660	556	349	211
Linhai	1085	894	616	418	253
ForeRCP	1108	808	333	245	120
ForeProp	1107	722	363	166	75,5
CarboProp	894	675	428	298	192
CARBO LITE	1178	742	363	129	56,7
BorProp SSP				231	151
BorProp R2 RCP	505	421	287	160	82,5
BorProp R1 RCP	475	384	305	191	110

Рисунок 2. График зависимости проницаемостей различных марок проппанта фракции 16/30

При давлении 55,1 МПа высокое значение проводимости имеет проппант марки Sinter Ball. Далее в ряду по убыванию проппантов: Linhai, NordProp RCP, Sinter Lite, BORPROP, ForeRCP, BorProp SSP, Trekgorney, BorProp R1 RCP, BorProp light, ForeProp, CarboProp, BorProp R2 RCP, Carbo Lite. Ряд по проницаемости выглядит практически таким же образом.

При давлении 68,9 МПа ряд по убыванию проппантов (по проводимости) выглядит следующим образом: Sinter Ball, Linhai, NordProp RCP, Sinter Lite, BORPROP, BorProp SSP, CarboProp, ForeRCP, Trekgorney, BorProp R2 RCP и BorProp light, ForeProp, BorProp R1 RCP, Carbo Lite. Ряд по проницаемости выглядит практически таким же образом.

#### Библиографический список

1. Потенциал технологии закрепления проппанта для повышения эффективности гидроразрыва пласта [Текст] / О. В. Акимов [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 12 – С. 31–33.

2. Результаты анализа методик исследования физико–механических и фильтрационных свойств пропантов для ГРП [Текст] / В. А. Долгушин [и др.] // Бурение и нефть. – 2013. – № 04. – С. 16–20.

Научный руководитель: Леонтьев Д.С., ассистент.

ФЗ  
№436-ФЗ

Издание не подлежит маркировке  
в соответствии с п. 1 ч. 4 ст.11

*Научное издание*

## **НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ – НЕФТЕГАЗОВОМУ РЕГИОНУ**

Том I

*Геология, поиск и разведка нефтяных, газовых и других месторождений  
полезных ископаемых, гидрогеология, инженерная геология.  
Кадастр природных ресурсов*

*Нефтехимия и технология переработки нефти и газа*

*Нефтегазовое дело*

*Составитель А. В. Куликов  
Дизайн обложки А. В. Клеменко*

Подписано в печать 25.09.2019. Формат 60x90 1/16. Усл. печ. л. 17,12.  
Тираж 500 экз. Заказ № 1631.

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.