



Санкт-Петербургский
горный университет



Генеральный партнер
конференции
ООО «Химпром»

ТЕЗИСЫ ДОКЛАДОВ МЕЖДУНАРОДНОЙ
НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКОЙ КОНФЕРЕНЦИИ

ПРОРЫВНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В РАЗВЕДКЕ, РАЗРАБОТКЕ И ДОБЫЧЕ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ



ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
САНКТ-ПЕТЕРБУРГСКИЙ ГОРНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ

ПРОРЫВНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В РАЗВЕДКЕ,
РАЗРАБОТКЕ И ДОБЫЧЕ УГЛЕВОДОРОДНОГО
СЫРЬЯ

Международная научно-практическая конференция

15-16 ноября 2022

Тезисы докладов

Санкт-Петербург
2022

УДК 622.24+550.8

ББК 33.13+33.36

П 819

Прорывные технологии в разведке, разработке и добыче углеводородного сырья: Международная научно-практическая конференция 15-16 ноября 2022 г.: Тезисы докладов / Санкт-Петербургский горный университет. СПб, 2022. 154 с.

В сборнике представлены тезисы докладов участников Международной научно-практической конференции «Прорывные технологии в разведке, разработке и добыче углеводородного сырья». Рассмотрены актуальные проблемы строительства скважин, разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, добычи углеводородного сырья. Материалы сборника представляют интерес для руководителей, инженерно-технических специалистов, научно-педагогических работников, а также аспирантов, магистрантов и студентов технических специальностей в области бурения скважин.

Редакционная коллегия:

профессор М.В. Двойников (заместитель председателя), старший преподаватель И.В. Чудинова (отв. редактор)

Рецензенты:

профессор О.В. Савенок, доцент Н.Х. Жарикова, доцент П.А. Блинов, доцент Е.Л. Леушева, доцент В.В. Никишин

Организационный комитет выражает благодарность ученым, преподавателям, специалистам и руководителям предприятий и организаций, приславшим свои доклады и принявшим личное участие в работе конференции.

СОДЕРЖАНИЕ

Абдрашитова Р.Н. К вопросу сохранения стабильности химического состава пластовых вод нефтегазоносных и поглощающих горизонтов при разработке месторождений Западной Сибири.....	13
Абрамов В.О., Абрамова А.В., Есипов И.Б., Лосев А.П., Никонов Р.В., Мезенов Ф.А., Былинкин Р.А., Краснов Д.В., Магдеев Э.Р. О возможности использования сонохимической технологии для повышения продуктивности нефтяных скважин с горизонтальным окончанием	14
Бабкин И.В., Егурцов С.А., Иванов Ю.В., Ахмедсафин С.К., Бельский Д.Г., Кирсанов С.А., Никитин В.В. Выявление рапопроявляющих пластов и интервалов заколонного движения рапы по данным комплекса ядерно-физических методов ГИС при строительстве эксплуатационных скважин на территории Прикаспийской НГП.....	15
Балденко Д.Ф. Винтовые забойные двигатели: вчера, сегодня, завтра.....	16
Балянов С.А., Блинов П.А. Использование наддолотного модуля при строительстве скважин с горизонтальным окончанием.....	18
Близнюков В.Ю., Повалихин А.С. Технический уровень автоматизации технологических процессов строительства скважин.....	19
Блинов П.А., Никишин В.В., Силичев Н.М. Разработка конструкции отклонителя непрерывного действия с возможностью отбора керна на всех интервалах бурения для снаряда со съемным керноприемником.....	20
Блинов П.А., Пекпулатова К.В., Никишин В.В. Разработка состава и регулирование свойств бурового раствора с конденсированной твердой фазой на основе сульфатного кека.....	21
Блинов П. А., Садыков М.И. Оценка упруго-прочностных свойств цементно-эпоксидных систем	22
Большунов А.В., Шпенст В.А., Двойников В.М., Бурылов Д.А. Адаптация антарктических буровых технологий к решению практических задач в Арктике.....	23
Бороздин С.О., Подгорнов В.М. Комплексный показатель, характеризующий кинетику капиллярной пропитки горной породы.....	24
Бурханов Р.Н., Лутфуллин А.А., Максютин А.В., Раупов И.Р., Валиуллин И.В., Фаррахов И.М., Швыденко М.В. Актуальные проблемы геологического изучения и вовлечения в разработку остаточных запасов нефтяного месторождения на поздней стадии	25

Бухарцев Я.В. Способы улучшения проводки скважин с использованием телеметрической системы “КОМПАС” производства ООО НПП “БУРИНТЕХ”	26
Бязров Р.Р., Подопригора Д.Г. Опыт применения технологии полимерного заводнения в неоднородных коллекторах.....	27
Валиев Г.О., Зейналов Р.М., Кязимов Э.А. Формирование нефтегазовых структур в Каспийском море с учетом геодинамического напряжения.....	28
Васильев Д.А., Большунов А.В., Игнатъев С.А., Молчанова А.Р. Экспериментальные исследования процесса бурения снежно-фирновой толщи с продувкой воздухом в районе станции Восток.....	29
Ватузов С.М., Лосев А.П. Гидравлический расчет керноотборного снаряда и подбор изолирующей жидкости	30
Верисокин А.Е., Шлеин Г.А. Разработка технологии для повышения продуктивности скважины	31
Винклер В.С., Самсонов Р.О., Сайченко Л.А. Особенности освоения морских месторождений в условиях наличия газа и гидратов в верхней части разреза.....	32
Гаврилов К.Н., Иванова Т.Н. Экспериментальные исследования глинистого бурового раствора с полимерным реагентом.....	33
Газиев Р.Ф., Валиева О.И., Мардаганиев Т.Р., Макатров А.К. Подбор изоляционных технологий для ликвидации зон поглощений	34
Гайнанов А.А., Карпов Д.В., Ковалев Д.Ю., Иванова Т.Н. Мероприятия по предупреждению асфальтосмолопарафиновых отложений при добыче нефти.....	35
Галикеев И.А., Атланов К.К. Бурение горизонтальных боковых стволов, осложненных интервалами неустойчивых покрышек, на управляемом хвостовике.....	36
Гареев П.А. Решения ООО «Химпром» для глушения нефтяных и газовых скважин с целью проведения ремонтных работ.....	37
Галлямов И.И., Юсупова Л.Ф., Гилязетдинов Р.А. Анализ программных продуктов для решений задач, связанных с тепломассопереносом.....	38
Герасимов Р.С., Пайзанская И.Л., Алферова А.А., Личидова А.Р. Применение метода пиролитической хромато-масс-спектрометрии для экспресс-скрининга биомаркерного состава нефтематеринских пород на примере анализа образцов разных НПП.....	39

Гимаздинова Э.А., Хузина Л.Б., Реченко Д.С., Габзалилова А.Х. Технологическое решение для бурения на обсадной колонне	40
Глум Т.П. Математическое моделирование процессов закачки нефтяных шлам в отработанные пласты месторождения.....	42
Горбачёв М.С. Новые рецептуры буровых растворов и технологические решения в рамках импортозамещения. опыт применения в РФ и РБ. Снижение затрат и перспективы развития.....	43
Горпинченко А.Н., Жарикова Н.Х., Садыкова И.Р. Оценка перспектив нефтегазонасности ачимовской толщи на территории Западной Сибири	44
Горпинченко А.Н., Жарикова Н.Х., Самойлов М.И. Проведение исследований по измерению скорости коррозии в системе сбора газа Песцовой площади Уренгойского НГКМ.....	45
Горпинченко А.Н., Савенок О.В., Порывкин П.П., Шелухов Г.В., Перепелкин А.И. Анализ проблем на начальном этапе разработки 2 участка Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения.....	46
Григулецкий В.Г. Новые приближенные цифровые модели притока воды, нефти и газа к скважине.....	47
Губжоков В.Б., Куцев А.Ю., Воронин А.А., Лившичев И.Ю. Самовосстанавливающиеся цементные системы как превентивная мера против возникновения МКД в процессе бурения и эксплуатации скважин.....	48
Данилов А.С., Семенова А.И. Анализ принципов осуществления деятельности в Антарктиде (согласно протоколу по охране окружающей среды к договору об Антарктике).....	50
Двойников М.В., Минаев Я.Д. Щадящее глушение газовых скважин после многостадийного гидроразрыва пласта	51
Дегесов Д.В., Бармин А.В. Пути повышения эффективности работы сервисных компаний по буровым растворам.....	52
Денисов В.В., Иванова Т.Н. Ликвидация прихватов как один из способов снижения аварийности при бурении.....	53
Дерендяев В.В., Мелехин А.А., Чернышов С.Е. Разработка высокоскоростной системы передачи данных при управлении траекторией ствола скважины в процессе бурения.....	54
Диенг А., Хижняк Г.П. Влияние технологических параметров на эффективность гидроразрыва пласта.....	55

Дурягин В. Н., Онегов Н. А., Шамсутдинова Г. Т., Лиманов М. Н. Глушение морских скважин.....	56
Еремина Н.В., Стасенко А.А., Черненко К.И. Некоторые особенности распределения скважин с повышенной продуктивностью на Яунлорском месторождении	57
Зелинская Е.В., Шадрунова И.В., Каненкин Е.И., Полякова А.Н., Шаповалова Н.А. Технологии комплексной переработки попутных вод при добыче нефти и газа	58
Казанцев А.С. О методических подходах моделирования кислотных обработок, включая комплексные кислотные системы с отклонителями для послойно-неоднородных карбонатных отложений на примере башкирских отложений Пермского края	59
Каменский Г.А., Резанов К.С., Зубков С.К. О расширении возможностей применения безлюдных платформ на шельфе Российской Федерации	60
Каранаев М.М. Повышение качества крепления скважины в осложненных условиях путем использования эластичных цементов.....	61
Климин Р.В., Котенев Ю.А. Технологические композиции управления гидродинамическими потоками на месторождениях в условиях массового применения гидроразрыва пласта.....	62
Климов В.Я., Сербин Д.В. Подводное алмазное бурение железобетонных конструкций в отводящем канале Вилюйской ГЭС-3.....	63
Колчина Г.Ю., Бабаев Э.Р., Мовсумзаде Э.М. Проявление антимикробной активности замещенных дисульфидов.....	64
Контарев А.А. Выбор оптимальной проводки ствола скважин на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами.....	65
Коробов Г.Ю., Воронцов А.А. Снижение рисков образования органических отложений в скважинах на стадии подбора оборудования.....	66
Королева Д.А., Шайдаков В.В. Солнечная энергетика в нефтяной и газовой промышленности.....	67
Костилевский В.А., Шайдаков В.В. Методический подход расчета дебита при кратковременной эксплуатации скважин УЭЦН.....	68
Крук М.Н., Панина Е.А. Оценка экономической эффективности разработки углеводородов на шельфе в условиях неопределенности.....	69
Купавых А.С., Купавых К.С., Шахов Н.С. Оценка влияния эффективного давления на проницаемость ПЗП при капитальном ремонте скважин.....	70

Лаврентиади Ю.С., Леушева Е.Л. Использование «зеленых» добавок в технологических жидкостях, применяемых для бурения скважин.....	71
Лейченков Г.Л. Подледниковое озеро Восток: история исследований.....	73
Логинова М.Е., Четвертнева И.А., Мовсумзаде Э.М., Тивас Н.С. Биополимерная композиция в составе облегченного бурового раствора.....	74
Лунёв А.В. Использование микрокремнезёма при креплении скважин в арктических условиях.....	75
Макаров М.К., Иванова Т.Н. Оборудование локального крепления стенок скважин для ликвидации поглощений.....	76
Мелешко Е.Я., Кожевников Р.О., Асьминкин Н.С. Процесс разработки и локализации компонентов бурового раствора для обеспечения устойчивости ствола скважины.....	77
Миннивалеев Т.Н, Ишмухаметов Т.Г. Применение адаптивного долота TerrAdapt для повышения технико-экономических показателей бурения скважин в сложных горно-геологических условиях.....	78
Миршавка А.А., Сафиуллина Е.У. Перспективы и особенности разработки коллекторов баженовской свиты.....	79
Мойса Ю.Н., Марусов М.А. Импортозамещающие смазочные добавки для утяжеленных буровых растворов.....	80
Мурясов Р.Р. Перспективы применения тонкодисперсных частиц при управлении свойствами буровых растворов.....	81
Мухаметов Ф.Х. Совершенствование процесса транспортирования шлама путем применения механических очистных устройств при бурении горизонтальных скважин.....	82
Насыбуллин А.В., Орехов Е.В. Оценка эффективности сценариев ПАВ-полимерного заводнения на основе гидродинамического моделирования.....	83
Нигаматуллина К.Д., Головина Е.И., Irina Filatova Трансформация отечественного нефтегазового сектора в условиях декарбонизации.....	84
Никитина О.В., Иванова Т.Н., Санникова Ю.О. Повышение эффективности технологии по заканчиванию и освоению наклонно-направленных скважин на месторождениях Удмуртской республики.....	85
Никитина О.В., Мыррин Д.А. Повышение качества строительства скважин в условиях неустойчивых отложений на месторождениях Удмуртской республики.....	86

Никифоров В.В., Котенев А.Ю. Методический подход по оптимизации системы разработки месторождений со сложным геологическим строением.....	87
Никишин В.В., Блинов П.А., Соломенникова А.И. Разработка рецептуры бурового раствора, применяемого для бурения в хемогенных породах.....	88
Никишин В.В., Блинов П.А., Клыкова А.В., Коротков П.А. Увеличение механической скорости бурения теплобуровым снарядом для вскрытия озера Восток.....	89
Никишин В.В., Блинов П.А., Терехин В.А. Исследование эффективности методики подбора роторно-управляемых систем на основе алгоритма машинного обучения – Random Forest Classifier.....	90
Новиков В.А., Мартюшев Д.А. Совершенствование подходов к проектированию кислотных обработок карбонатных коллекторов.....	91
Нургалиев И.И., Власов В.А., Ишбаев Г.Г. Управление и прогнозирование сроков обустройства и строительства кустовых площадок с применением программных продуктов.....	92
Парфенов Д. В., Сандыга М. С. Исследование процесса образования отложений парафина на внутренней поверхности насосно-компрессорных труб.....	93
Парфенов К.В., Нечаева О.А. Влияние изменения коэффициента Пуассона и модуля Юнга на подбор бурового раствора.....	94
Перепелкин А.И., Порывкин П.П., Шелухов Г.В., Шагиахметов А.М. Автоматизированная система расчета проектирования искусственного ледового острова для освоения шельфовых нефтегазовых месторождений.....	95
Пескова М.Е. Проблемы и перспективы устойчивого развития нефтегазовых компаний в РФ в эпоху IV энергетического перехода и высокой турбулентности внешней среды на примере компании ПАО «Лукойл».....	97
Петрова Д.А. Оптимизация систем буровых растворов ЕГСХО при бурении кондуктора на месторождениях Удмуртской республики.....	98
Попов С.В. Отечественные дистанционные исследования подледникового озера Восток, Антарктида: результаты и планы.....	99
Прищепа О.М., Нефедов Ю.В., Грибанов Д.А. Сырьевая база углеводородов арктической зоны РФ.....	100
Прозоров М.С., Нуцкова М.В., Чудинова И.В. Использование полых алюмосиликатных микросфер в облегченных тампонажных растворах.....	101
Ракитин И.В., Большунов А.В., Шишкин Е.В., Ожигин А.Ю. Технические средства отбора проб донных отложений озера Восток.....	102

Раупов И.Р., Касымов М. Подбор геолого-технических мероприятий для борьбы с обводнением газовых скважин.....	103
Рашитов А.Ф., Кожевников Р.О. Повышение устойчивости к гидратации глин раствора ЕГСХО.....	104
Рогов Е.А. Перспектива зарезки боковых стволов на завершающей стадии разработки месторождений	105
Рогов Е.А. Применение комплексонов при обработках призабойной зоны.....	106
Рудых И.В., Худаев Ю.В. Прогнозирование перспектив нефтегазоносности арктических территорий республики Саха (Якутия).....	107
Савин Р.Д., Мерзляков М.Ю. Оценка использования тампонажных растворов с добавлением латекса для крепления скважин в условиях циклически меняющихся температур.....	108
Савенок О.В., Кусова Л.Г. Анализ проблем снижения продуктивности скважин в процессе их эксплуатации на Ай-пимском месторождении.....	109
Савенок О.В., Овдиенко М.А. Анализ эффективности применяемых методов повышения извлечения и интенсификации добычи углеводородов Восточно-Сургутского нефтяного месторождения.....	110
Сальникова Ю.И. Опыт прогнозирования карбонатного осадкообразования при разработке месторождений углеводородов Западной Сибири.....	111
Самсонов Р.О., Ардзинба К.Г. Проблемы обнаружения и локализации газовых гидратов при освоении и разработке морских месторождений.....	112
Самсонов Р.О., Богданов П.В. Анализ методики построения моделей природных резервуаров сложного и очень сложного строения на предмет совершенствования с использованием петроупругого моделирования.....	113
Самсонов Р.О., Прунчак М. Инновационные направления развития технологий разработки месторождений газовых гидратов на сухопутных месторождениях.....	114
Самсонов Р.О., Юхимец О.А., Заркова Е.А, Решетникова С.В., Кондратьева Т.А Использование сжиженного природного газа как основы для развития региональных систем энергообеспечения арктической зоны РФ.....	115
Сафиуллина Е.У., Кусова Л.Г. Выбор экономически целесообразного и технологически оптимального сценария разработки группы месторождений Денисовской площади.....	116
Сверкунов С.А, Вахромеев А.Г., Близнюков В.Ю. Гидродинамическое и пластовое давление при бурении скважин в сложных горно-геологических условиях.....	117

Сербин Д.В., Дмитриев А.Н., Туркеев А.В., Кадочников В.Г., Климов В.Я. Термогидравлический буровой снаряд – расширитель для вскрытия подледниковых озёр.....	118
Сидоренко Д.Д. Газовые гидраты: условия образования и методы борьбы.....	119
Сидоркин Д.И., Коптева А.И. Анализ причин возникновения миграции газа при цементировании газовых скважин.....	120
Сидоров Д.А., Камбулов Е.Ю., Двойников М.В. разработка технологии изоляции рапосодержащих пластов при бурении скважин.....	121
Симарева А.Д. Особенности обустройства морских месторождений с помощью возведения ледовых искусственных островов.....	122
Ситёв Р.Р. Применение тепловых карт для определения оптимального способа эксплуатации обводненных газовых скважин.....	123
Смирнова Е.А. Подземное хранение попутного нефтяного газа на отдалённых месторождениях Восточной Сибири.....	124
Соколова М.М., Блинов П.А. Разработка составов и регулирования свойств утяжеленного бурового раствора на основе кембрийской глины.....	125
Султанов А.В., Иванова Т.Н. Применение калибрующе-центрирующего инструмента при строительстве наклонно-направленных скважин.....	126
Сюраева К.В., Живаева В.В. Выявление оптимального расположения сейсмодатчиков в методе низкочастотного сейсмического зондирования.....	127
Талалай П.Г. Исследования подледниковой среды Антарктиды при помощи бурения скважин.....	128
Тарантин А.Н., Кожевников Р.О., Машаров М.Т. Разработка рецептуры бурового раствора с применением катионного полимера.....	129
Трефилов А.Д. Исследование влияния полимерной добавки «СЕЙСМОПЛЕКС» на качество цементирования скважины.....	130
Тулегенов Б.Г., Нурсканов В.Д. Разработка технологий РИР с использованием отечественных высокоэффективных блокирующих составов для условий республики Казахстан.....	131
Туркеев А.В., Екайкин А.А., Липенков В.Я., Верес А.Н., Заровчатский В.Н., Большунов А.В., Игнатъев С.А., Васильев Д.А. Бурение мелких (до 70 м) фирновых скважин в районе станции восток с целью изучения палеоклимата за последние 2000 лет.....	132

Туркеев А.В., Липенков В.Я., Екайкин А.В., Большунов А.В., Игнатъев С.А., Дмитриев А.Н., Сербин Д.В., Кадочников В.Г., Васильев Д.А., Шадрин В.С. Бурение дополнительного ствола 5Г-5 на станции восток с целью получения параллельного керна древнего льда.....	133
Фаткуллин А.А. Результаты промыслового применения технологии ПНП на основе реагента AC-CSE-1313 марка В (гидрофобный полимер-гель SPA-WELL).....	134
Федоринов И.В., Моренов В.А. Анализ методов борьбы с гидратообразованием на газовых и газоконденсатных месторождениях.....	135
Филиппов Е.Ф., Климов В.В., Мойса Ю.Н. Инженерно-технологическое обеспечение границ регулирования параметров при бурении морских скважины...	136
Фирсова Д.Л., Жигалова В.В. Влияние новейших тектонических движений на размещение углеводородных флюидов.....	137
Хади Давардуст, Первухин Д.А., Котов Д.Д. Разработка интегрированной системы стратегического прогнозирования для нефтегазовой отрасли Ирана, на примере Национальной иранской буровой компании (НИБК).....	138
Халиков А.Р. Проблемы качественного строительства скважин при бурении глинистых пластов, содержащих агрессивные примеси.....	139
Харченко Ю.А. Перспективные средства и методы контроля работоспособности подводных добычных комплексов на месторождениях арктического шельфа.....	140
Хатмуллин А.Р., Фоломеев А.Е., Назарова С.В., Апкаримова Г.И., Арсланова И.М., Баратынский М.Х., Рафикова С.А., Ващенко А.В. Особенности проектирования кислотного воздействия на низкопроницаемые терригенные коллекторы.....	141
Хлуденев Д.А., Галикеев И.А. Бурение многозабойной скважины по второму уровню сложности на башкирский ярус.....	142
Христич Е.А., Подопригора Д.Г. Снижение остаточной нефтенасыщенности при заводнении с использованием вязкоупругих полимерных композиций.....	143
Часовских В.Р., Воробьев Д. В., Бородавченко И. А., Нурсканов В. Д., Рахматуллин Р. Р. Зеленый облегченный тампонажный портландцемент ООО «ХОЛСИМ (РУС)».....	145
Чиж М.О., Сабирзянов Р.Р. Повышение качества крепи скважины в условиях сероводородной агрессии.....	146
Шабрин Н.В., Котенев М.Ю. Перспективы повышения эффективности выработки запасов юрских отложений Шаимского региона.....	147

Шадрин В.С., Загривный Э.А., Шпенст В.А., Игнатьев С.А., Климов В.Я. Экспериментальный стенд по исследованию процесса резания (бурения) ледового массива динамически уравновешенным буровым снарядом.....	148
Шайдаков В.В., Богатырев Т.С., Ногомирзаев С.М. Монтаж и ремонт нефтегазопромыслового оборудования с использованием экзоскелетов.....	149
Шемелина О.Н. Способ оптимизации выбора рецептуры буровой технологической жидкости для проводки скважин в интервалах разупрочненных горных пород.....	150
Шлихтер В.К., Моренов В.А. Применение покрытий внутреннего пространства трубопроводных систем для транспортировки высоковязкой нефти в условиях нефтяных месторождений.....	151
Шмелев В.А. Содержание, методы и практические аспекты решения проблемы комплексного моделирования технологической системы «горная порода-буровой инструмент-буровая установка» (ГП-БИ-БУ).....	152
Юсупова Л.А. Оценка поставщиков в соответствии с концепцией ESG в нефтегазовой отрасли.....	153
Ямкин М.А., Сафиуллина Е.У. Комплексное моделирование гидроразрыва пласта на Ванкорском нефтегазовом месторождении.....	154

П 819

Прорывные технологии в разведке, разработке и добыче углеводородного сырья: Международная научно-практическая конференция 15-16 ноября 2022 г.: Тезисы докладов / Санкт-Петербургский горный университет. СПб, 2022. 154 с.

УДК 622.24+550.8

ББК 33.13+33.36

Научное издание

ПРОРЫВНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В РАЗВЕДКЕ, РАЗРАБОТКЕ И ДОБЫЧЕ
УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

МЕЖДУНАРОДНАЯ НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

15-16 ноября 2022 г.

Тезисы докладов

Материалы публикуются в авторской редакции

Оригинал-макет подготовлен
кафедрой бурения скважин Санкт-Петербургского горного университета

Сборник включен в базу данных
Российского индекса научного цитирования (РИНЦ)
Научной электронной библиотеки <http://elibrary.ru>

Лицензия ИД № 06517 от 09.01.2002
Подписано к печати 00.00.2022. Тираж 100 экз.
Уч.-изд.л. 6. Заказ 000. С 218

Санкт-Петербургский горный университет
РИЦ Санкт-Петербургского горного университета
Адрес университета и РИЦ: 199106 Санкт-Петербург, 21-я линия, 2

К ВОПРОСУ СОХРАНЕНИЯ СТАБИЛЬНОСТИ ХИМИЧЕСКОГО СОСТАВА ПЛАСТОВЫХ ВОД НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ И ПОГЛОЩАЮЩИХ ГОРИЗОНТОВ ПРИ РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Абдрашитова Р.Н.

Тюменский индустриальный университет

Ключевые слова: пластовые воды, гидрогеохимический мониторинг, нефтегазоносные горизонты, Западная Сибирь

На настоящее время все большую актуальность приобретают вопросы сохранения природного баланса и корректной оценки состояния глубоких нефтегазоносных горизонтов Западной Сибири. Анализ публикаций по гидрогеохимии поглощающих и продуктивных горизонтов Западной Сибири, свидетельствует в общем, о практическом отсутствии влияния, например, закачки подтоварных вод, что неоднократно вызывало вопросы специалистов в связи с огромными объемами закачиваемых подтоварных вод (измеряемыми миллионами тысяч кубометров за десятки лет разработки месторождений): насколько действительно значимое влияние отсутствует? [2, 3 и др.] Вопросы же действия используемых химических реагентов на химический состав подземных вод, и в целом на гидрогеологическое поле остаются малоизученными, что в основном объясняется небольшими объемами их использования по сравнению с объемами ресурсов пластовых вод и второстепенностью цели сохранения гидрогеохимического природного баланса (при сохранении высоких ФЕС пород) по сравнению с первостепенностью цели повышения нефтеотдачи и предотвращения солеотложений. Стандартным в соответствии с нормативными требованиями для оценки гидрохимической обстановки в поглощающем и продуктивных пластах является проведение развернутого анализа подземных вод (определяется содержание основных макрокомпонентов, рН, удельного веса, минерализации, АПАВ, содержание общего железа, йода, брома, растворенного кислорода, сероводорода, нефтепродуктов, фенолов). Мы считаем, что на данный момент необходима разработка критериев (вероятно, это могут быть коэффициенты, включающие отношение макро- или микрокомпонентов, концентрацию растворенного ОВ), которые могут отражать несомненно существующую реальную трансформацию гидрогеохимического поля. Подобные коэффициенты были выведены [1] и успешно применены для ряда месторождений севера Западной Сибири с целью идентификация генетической принадлежности вод, поступающих на забой эксплуатационных скважин и дальнейшего прогнозирования направления продвижения фронта пластовых вод, определения эффективности проведения ремонтных работ в скважинах.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Абукова, Л. А. и др. Гидрогеохимический мониторинг разработки месторождений углеводородов // Фундаментальные и прикладные вопросы гидрогеологии нефтегазоносных бассейнов. Материалы III Всероссийской научной конференции (с международным участием), посвященной 90-летию А.А. Карцева. – Москва, 2015. – С. 15-19.
2. Дюнин, В.И. Гидродинамика глубоких горизонтов нефтегазоносных бассейнов. - М.: Научный мир, 2000. - 472 с.
3. Матусевич, В. М. и др. Геофлюидальные системы и проблемы нефтегазоносности Западно-Сибирского мегабассейна– Тюмень : ТюмГНГУ, 2005. – 225 с.

О ВОЗМОЖНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ СОНОХИМИЧЕСКОЙ ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ПРОДУКТИВНОСТИ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН С ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ ОКОНЧАНИЕМ

Абрамов В. О.¹, Абрамова А. В.¹, Есипов И. Б.², Лосев А. П.², Никонов Р. В.¹, Мезенов Ф. А.¹, Былинкин Р. А.³, Краснов Д. В.³, Магдеев Э. Р.³

¹*Институт Общей и Неорганической Химии РАН имени*

²*РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина*

³*АО «НИИнефтепромхим».*

На сегодняшний день основным методом повышения продуктивности для горизонтальных скважин является метод гидроразрыва пласта (ГРП). Основным недостатком технологии является сравнительное быстрое уменьшение продуктивности таких скважин в процессе их эксплуатации, одной из причин которой является кольматация, которая возникает вследствие облитерации, отложения асфальто-смоло-парафиновых компонентов нефти, солей и т.п. Наиболее употребляемым методом увеличения нефтеотдачи является химическая обработка призабойной зоны пласта (ПЗП). Однако этот метод обладают следующими недостатками:

- ограниченная кратность применения (после 3-4 обработок метод становится неэффективным на данной скважине);
- риск образования устойчивых каналов, по которым проникает химреагент при последующих обработках;
- преимущественная обработка нижней части ПЗП горизонтальных скважин.

Решением перечисленных выше проблем может быть разработка комбинированного физико-химического метода интенсификации нефтеотдачи. На сегодняшний день на рынке существует оборудование для ультразвуковой обработки ПЗП вертикальных скважин [1]. Установлено, что применение ультразвуковых колебаний позволяет интенсифицировать и ускорить целый ряд химических реакций. Кроме того, применение мощных ультразвуковых колебаний в поровом пространстве приводит к сонокапиллярному эффекту – увеличению скорости и глубины проникновения жидкого реагента в поры и капилляры под действием ультразвуковых колебаний. Приводятся результаты экспериментальных исследований на кернах, показывающих, что ультразвуковое воздействие позволяет в несколько раз увеличить проникновение кислотного состава в пласт; уменьшить поверхностное натяжение на границе «нефть – вода» и «нефть – порода», повысив подвижность нефти; контролируемо активировать химическую реакцию в зоне акустического воздействия. Совместное кислотное и ультразвуковое воздействие способствует более качественному раскольматированию пористой среды и повышению проницаемости по нефти в 2,3 раза по сравнению с обработкой композицией СНПХ-9010Ж марки Б. Разработанное нами ультразвуковое оборудование использовалось с колтюбинговой установкой для обработки горизонтальных скважин в России и Канаде. Сонохимическое воздействие приводило к кратному увеличению дебета. Продолжительность эффекта превышала 12 месяцев.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Ultrasonic technology for enhanced oil recovery from failing oil wells and the equipment for it's implementation / V. O. Abramov, M. S. Mullakaev, A. V. Abramova, I. B. Esipov, T. J. Mason // Ultrasonics Sonochemistry, Volume 20, 2013, 1289-1295.

**ВЫЯВЛЕНИЕ РАПОПРОЯВЛЯЮЩИХ ПЛАСТОВ И ИНТЕРВАЛОВ
ЗАКОЛОННОГО ДВИЖЕНИЯ РАПЫ ПО ДАННЫМ КОМПЛЕКСА ЯДЕРНО-
ФИЗИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ГИС ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ
СКВАЖИН НА ТЕРРИТОРИИ ПРИКАСПИЙСКОЙ НГП**

Бабкин И.В., Егурцов С.А., Иванов Ю.В.

ООО «ИНТ «Геоспектр» (Москва)

Ахмедсафин С.К., Бельский Д.Г., Кирсанов С.А., Никитин В.В.

ПАО «Газпром» (Санкт-Петербург)

Ключевые слова: рапопроявление, рапонасыщенный пласт, ядерно-физические методы ГИС.

Строительство эксплуатационных скважин в солевых толщах иренских отложений кунгурского яруса нижней перми АГКМ зачастую сопровождается осложнениями, связанными с выбросами рапы на поверхность. Однако часто рапопроявления возникают не на этапе бурения, а на этапе обсадки скважины, при этом зафиксировать рапопроявляющие интервалы, являющиеся кратковременным источником повышения межколонного давления, стандартными способами оказывается невозможным. В связи с этим разработана специальная методика по выявлению рапоносных и рапопоглощающих пластов, а также интервалов заколонного движения рапы по результатам исследований разреза комплексом ядерно-физических методов ГИС, включающим методы ГК, СГК, НГК, 2ННК_т, 2ИННК_т.

На основе совместного анализа комплекса описанных методов предложены критерии выделения: изначально рапоносных пластов, являющихся источником поступления рапы в скважину и заколонное пространство; рапопоглощающих пластов; интервалов цементного камня с заполненными рапой пустотами в межсолевых и подсолевых интервалах разреза.

В отличие от аналогов, заявленный способ предусматривает исследование скважин на разных этапах их строительства и эксплуатации, которые характеризуются разными геолого-техническими условиями, специфика которых, касающаяся рапопроявлений, учитывается при использовании комплекса методов, выявляющих особенности строения геологического разреза сразу после бурения; состояние пластов, наличие рапы в пустотах цементного камня - после обсадки скважин, и, в дальнейшем, периодически – в процессе эксплуатации скважины. Сравнение результатов измерений ГК, СГК, НГК, 2ННК-Т, 2ИННК-Т, полученных на разных стадиях строительства и эксплуатации скважин, позволяет оценить точные границы рапоносных и рапопоглощающих интервалов, а также выявить интервалы цементного камня с заполненными рапой пустотами. Полученные результаты позволяют своевременно принимать управленческие решения о проведении мероприятий по предотвращению осложнений, вызванных рапопроявлениями.

ВИНТОВЫЕ ЗАБОЙНЫЕ ДВИГАТЕЛИ: ВЧЕРА, СЕГОДНЯ, ЗАВТРА

Балденко Д.Ф.

д.т.н., заслуженный изобретатель РФ

Винтовые забойные двигатели (ВЗД) для бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин, созданные 50 лет назад, являются выдающимся достижением отечественной науки и техники.

Рабочие органы ВЗД (ротор и статор) в отличие от зарубежных были выполнены с многозаходными винтовыми поверхностями, что позволило совместить в одном элементе функции объемного гидравлического двигателя и механического планетарного редуктора с передаточным числом равным числу заходов ротора (рис. 1).

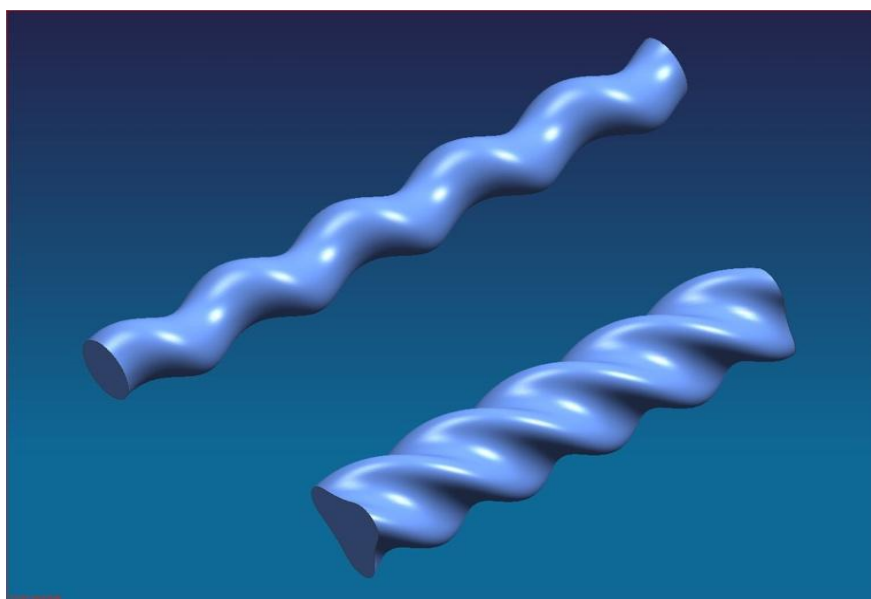


Рис. 1. Роторы ВЗД однозаходного и многозаходного исполнения

Конструкции ВЗД оснащаются рабочими органами с различным кинематическим отношением (заходностью), что позволяет в одном диаметральном габарите спроектировать двигатели с широким диапазоном частоты вращения и крутящего момента (рис. 2).

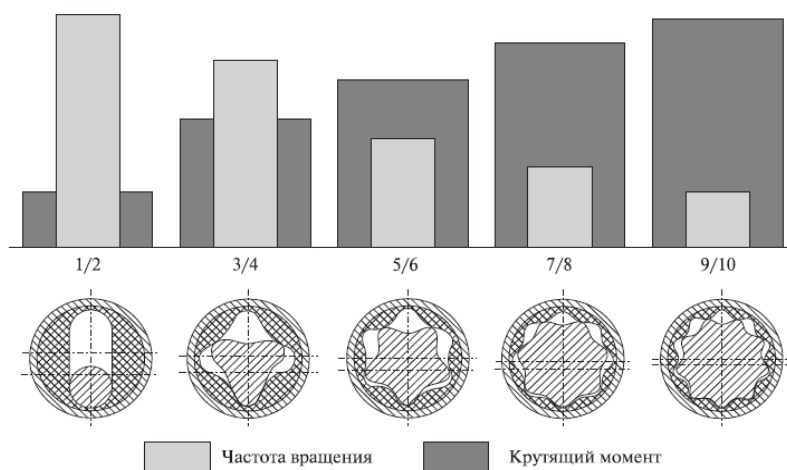


Рис. 2. Влияние кинематического отношения на характеристики ВЗД

Это отечественная разработка была запатентована во многих странах, на их производство и применение продана лицензия. В настоящее время в связи окончанием срока действия лицензионного соглашения за рубежом повсеместно производятся ВЗД с многозаходными рабочими органами.

Машиностроительные заводы России изготавливают множество типоразмеров ВЗД в диаметральном габарите от 43 до 288 мм. Всего выпускается около 1000 машин в год.

ВЗД являются эффективным приводом породоразрушающего и керноотборного инструмента. Объем применения ВЗД постоянно растёт и превышает 75% от общего объёма бурения. В капитальном ремонте нефтяных и газовых скважин практически все буровые операции выполняются с использованием ВЗД.

В планах на ближайшие годы – расширение областей применения ВЗД в традиционных и смежных областях, усовершенствование модельного ряда за счёт оптимизации конструктивных схем и применения новых прогрессивных материалов и технологий.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Балденко Д.Ф., Балденко Ф.Д., Гноевых А.Н. Одновинтовые гидравлические машины (в двух томах). М., ИРЦ «Газпром», 2005–2007.
2. Балденко Д.Ф., Балденко Ф.Д., Селиванов С.М. Теория и практика применения винтовых забойных двигателей. – М.: ЦентЛитНефтеГаз, 2020.
3. Двойников М.В. и др. Совершенствование винтовых забойных двигателей для бурения скважин. – Тюмень: ООО «Печатник», 2010.
4. Samuel R., Baldenko D.F., Baldenko F.D. Mud Motor (PDM) and Well Engineering. SigmaQuadrant Engineering Publication, 2020.
5. Электронные ресурсы отечественных предприятий: НПО Буровая техника, ВНИИБТ-Буровой инструмент, Пермнефтемашремонт, Радиус-Сервис и др.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ НАДДОЛОТНОГО МОДУЛЯ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН С ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ ОКОНЧАНИЕМ

Балянов С.А., Блинов П.А.

Санкт-Петербургский горный университет

Ключевые слова: наддолотный модуль, бурение, горизонтальная скважина, канал связи, исследование скважин в реальном времени.

Введение. В настоящее время в бурении используется множество методов исследования скважин на предмет характеристик скважины и параметров забоя. Однако, было обнаружено, что большинство этих методов теряет свою актуальность в связи с устареванием данных во времени, что негативно сказывается как на строительстве скважины, так и на времени ее бурения [6].

В данном исследовании в качестве решения проблемы актуальности данных с забоя скважины и попадания в пласт при горизонтальном и наклонно-направленном бурении был рассмотрен наддолотный модуль [8].

Предложенная технология должна отвечать четырем главным условиям:

- модуль обеспечивает поток данных через беспроводной канал связи в режиме реального времени;
- позволит в некоторых случаях исключить промежуточные каротажи;
- комбинировать системы передачи данных;
- модуль позволит уменьшить диаметр точки входа в пласт [9].

Значительный объем исследований модулей был проведен в отношении применения их при бурении горизонтального ствола [7;9].

Применение модуля в забойных телесистемах в первую очередь завязано на необходимости бурения горизонтального или наклонно направленного ствола, а также геолого-технологического контроля процессов бурения, включая в себя контроль над механической проходкой и циркуляцией промывочной жидкости [1;4].

Технология позволяет исследовать параметры пластов, не искаженных проникновением фильтрата промывочной жидкости, а также выделить пласты-коллекторы и прогнозировать образование зон аномальных пластовых давлений, а комбинация каналов связи позволяет обеспечить универсальность наддолотного модуля и всесторонний подход к исследованию параметров забоя [2].

Основываясь на анализе литературных источников и промышленных исследований использования наддолотного модуля можно сделать вывод, что при качественной комбинированной системе передачи данных по электромагнитно-гидравлическому каналу обеспечивается приток высокоточных данных к станции ГТИ, а именно это позволит обеспечить:

1. повышенную глубину исследований;
2. легкость извлечения КНБК при прихватах;
3. обеспечение телеметрического модуля батарейным питанием;
4. не чувствительность к свойствам и качеству бурового раствора;
5. работу на аэрированных растворах и при продувке воздухом;
6. легкость преодоления неблагоприятных для электромагнитного канала разрезов (солевые, угленосные пласты) [3;5].

ТЕХНИЧЕСКИЙ УРОВЕНЬ АВТОМАТИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН

Близнюков В.Ю., Повалихин А.С.

Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Ключевые слова: скважина, автоматизация буровых процессов, буровые комплексы, буровая установка.

Решающее влияние на процесс совершенствования бурового оборудования и инструмента оказывает развитие технологий эксплуатации нефтяных месторождений:

- горизонтальные скважины;
- скважины с большим и сверхбольшим смещением забоя;
- многозабойные скважины;
- радиально-горизонтальные скважины;
- внутрипластовые нефтепромысловые системы.

Помимо развития технологий нефтегазодобычи значительное влияние на совершенствование бурового оборудования и инструмента оказывает изменение условий бурения. Рост глубин скважин, их сложная архитектура являются объективными факторами, обусловленными отработкой и истощением пластов, переход на эксплуатацию все более глубоких горизонтов.

Современные технологии бурения требуют повышения управляемости буровых установок (БУ). В свою очередь управляемость БУ зависит от достоверности и своевременности информации о текущем состоянии бурового процесса. В настоящее время ведущие мировые производители ставят перед собой задачу интеграции систем управления наземным и забойным оборудованием, создания общей системы управления буровым комплексом, построенной на анализе параметров забойного процесса бурения [1, 2, 3].

В перспективе просматривается достижение комплексной автоматизации основных производственных процессов строительства скважины и создание «безлюдных» роботизированных буровых комплексов. Для добывающих компаний внедрение средств автоматизации и роботизации будет способствовать укреплению мер безопасности и, в конечном счете, снижению производственных затрат.

Помимо ослабления роли человеческого фактора в бурении, связанного с такими проблемами как усталость, ошибки при разработке, принятии и реализации управляющих решений, нарушение правил безопасности, автоматизация позволяет сократить расходы на персонал.

Переход на автоматизированное строительство скважин на начальном этапе потребует определённых затрат, но при массовом применении таких технологий будет получен существенный экономический эффект. Что же касается строительства скважин на шельфе арктических морей, то альтернатива автоматизированным и роботизированным буровым комплексам отсутствует.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Уолт Олдред, Жак Бурк, Майк Мэннеринг, Бертран дю Костель, Рэнди Ханскен, Джефф Даунтон, Ричард Хармер, Иэн Фалконер, Фред Флоренс, Элизабет Годинес Сурита, Клаудио Ньето, Роб Стаудер, Марио Замора. Автоматизация бурения. // Нефтегазовое обозрение: Schlumberger, 2012. - № 2. – т. 24. – с. 22-35.
2. Эпштейн В.Е. Буровое оборудование. Основные направления развития и совершенствования. // Бурение и нефть. – М.: ООО «Бурнефть», 2016. - № 4. – с. 4-9.
3. Повалихин А.С., Калинин А.Г., Бастриков С.Н., Солодкий К.М. Бурение наклонных, горизонтальных и многозабойных скважин. – М.: ЦентрЛитНефтеГаз, 2011. – с. 628-633.

РАЗРАБОТКА КОНСТРУКЦИИ ОТКЛОНИТЕЛЯ НЕПРЕРЫВНОГО ДЕЙСТВИЯ С ВОЗМОЖНОСТЬЮ ОТБОРА КЕРНА НА ВСЕХ ИНТЕРВАЛАХ БУРЕНИЯ ДЛЯ СНАРЯДА СО СЪЕМНЫМ КЕРНОПРИЕМНИКОМ

*Блинов П.А., Никишин В.В., Силичев Н.М.
Санкт-Петербургский горный университет*

Ключевые слова: наклонно направленное бурение, колонковое бурение, отклонители непрерывного действия, снаряд со съемным керноприемником.

Стратегия развития минерально-сырьевой базы Российской Федерации до 2035 года ставит цели и задачи геологической отрасли, ориентированные на устойчивое снабжение минеральным сырьем потребностей экономики Российской Федерации. Спрос на твердые полезные ископаемые не пойдет на спад, а будет только расти за счет таких отраслей, как автомобилестроение, энергетика, оборонно-промышленный комплекс, строительство и сельское хозяйство. Одной из задач, поставленной в стратегии развития, является разработка и внедрение технологий геологоразведочных работ, замещение импортного оборудования и услуг отечественными.

В настоящее время разведочное бурение отошло от строительства вертикальных скважин и приоритеты сдвинулись в сторону наклонных и наклонно-направленных скважин.

Особенную актуальность это приобретает при разведке на коренных месторождениях, когда от материнского ствола отходят дополнительные стволы, подсекающие залежь полезного ископаемого на требуемых глубинах. Таким образом, необходимы, как интервал набора угла, так и интервал удержания заданной траектории.

Проведение таких скважин невозможно без специального оборудования, а технология использования извлекаемых клиньев подразумевает потерю кернового материала на интервале от 1,5 до 2 метров при каждой их постановке. По этой же причине исключается возможность корректировки траектории скважины непосредственно в рудном теле.

Глубины скважин становятся все больше, из-за чего удерживать заданную траекторию становится сложной задачей. Это приводит к постановке большого количества клиньев для вскрытия рудного тела в проектной точке.

Объектом исследования является строительство наклонно-направленных скважин. Предмет исследования – конструкция отклонителя непрерывного действия для снаряда со съемным керноприемником, позволяющая оперативно корректировать траекторию скважины и отбирать керновый материал на всех интервалах бурения, включая участки искривления ствола скважины в том числе и в рудной зоне.

РАЗРАБОТКА СОСТАВА И РЕГУЛИРОВАНИЕ СВОЙСТВ БУРОВОГО РАСТВОРА С КОНДЕНСИРОВАННОЙ ТВЕРДОЙ ФАЗОЙ НА ОСНОВЕ СУЛЬФАТНОГО КЕКА

*Блинов П.А., Пекпулатова К.В., Никишин В.В.
Санкт-Петербургский горный университет*

Ключевые слова: осложнения, бурение, промывочная жидкость, продукты переработки, сульфатный кек.

Современный сырьевой сектор представлен большим количеством отраслей промышленности, но бурение скважин является одной из наиболее трудоемких секций. Около 16 – 26 % от общего времени до сих пор затрачивается на ликвидацию осложнений, вызванных геологическими условиями. Ликвидация осложнений – чрезвычайно дорогой и требующий значительных временных затрат процесс. Исходя из практического опыта, любое осложнение лучше и легче предупредить, нежели ликвидировать. В связи с чем, возникает необходимость применения эффективных и оптимизированных составов промывочных жидкостей, специально подобранных под геологические условия районов проведения работ по строительству скважин.

В настоящих нестабильных международных отношениях существует проблема импорта реагентов. Одним из направлений решения данного вопроса является развитие потенциала продуктов вторичных ресурсов различных производств, которые зачастую утилизируют, не понимая их возможного применения в нефтегазовой отрасли. Использование данных ресурсов в качестве компонентов технологических жидкостей является актуальной темой, как с экономической, так и с экологической точки зрения.

При проходке интервалов скважин, сложенных хомогенными горными породами, с целью предотвращения осложнений могут быть рекомендованы к использованию буровые растворы с конденсированной твердой фазой.

В работе проведен сравнительный анализ свойств и функционала гелевых растворов, применяемых в процессе бурения в осложненных условиях. В исследовании, в качестве одного из основных компонентов раствора, применен сульфатный кек, являющийся продуктом переработки глиноземного производства. Разработан состав бурового раствора, соответствующий требованиям, предъявляемым производственными организациями.

ОЦЕНКА УПРУГО-ПРОЧНОСТНЫХ СВОЙСТВ ЦЕМЕНТНО-ЭПОКСИДНЫХ СИСТЕМ

Блинов П. А., Садыков М.И.

Санкт-Петербургский горный университет;

Ключевые слова: цементный камень, модуль Юнга, коэффициент Пуассона, ультразвук

Статья посвящена исследованиям упруго-прочностных свойств цементно-эпоксидного камня. Упругие свойства определены с помощью ультразвуковых методов оценки, прочностные свойства определены разрушающими методами контроля по стандартам API 10B-2/ISO 10426-2. Проведено сравнение упруго-прочностных свойств разработанных составов с существующими отраслевыми решениями подрядчиков по цементированию скважин. Для экспериментов использовались химические реагенты российских производителей. В статье оценены достоинства и недостатки добавок-эластификаторов [1,2].

К выводам работы можно отнести:

1) эпоксидная смола эффективно улучшает упругие свойства цементного камня, при этом увеличивая прочность образца на сжатие и изгиб, до концентрации 10% (ЦР-2, ЦР-3, ЦР-5);

2) при превышении концентрации 10% смолы в составе цементного раствора отмечается частичное ухудшение прочностных свойств цементного камня на сжатие и увеличение прочностных свойств цементного камня на изгиб (ЦР-4);

3) наилучшими показателями обладает ЦР-5, в котором прослеживается совместное действие смолы и диспергируемого латекса в минимальных концентрациях, так динамический модуль Юнга снижен на 14%, коэффициент Пуассона незначительно снижен на 7,5%, относительно существующего отраслевого решения (ЦР-6); относительно базового цементного раствора без эластификаторов (ЦР-1) можно отметить снижение динамического модуля Юнга на 51,65% и увеличение динамического коэффициента Пуассона на 53,57%

4) использование смолы в составе цементного раствора снижает также и проницаемость цементного камня, благоприятно сказываясь на герметичности крепи [3].

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Булатов А. И. Детективная биография герметичности крепи нефтяных и газовых скважин. – 2009.
2. Агзамов Ф.А., Белоусов А.О., Комлев Я.К. Применение упругого цементного камня для повышения устойчивости крепи скважин при ударных и динамических нагрузках // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2020. № 2 (124). С. 9-19.
3. Baklushin, Mikhail , Velikaya, Nailya , Zyryanov, Viktor , and Dmitriy Vologdin. "Applying a Resin-Cement System to Help Prevent Fluid Migration in the Annulus: Case Study, Western Siberia." Paper presented at the SPE Russian Petroleum Technology Conference, Moscow, Russia, October 2019. doi: <https://doi.org/10.2118/196799-MS>

**АДАПТАЦИЯ АНТАРКТИЧЕСКИХ БУРОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ
К РЕШЕНИЮ ПРАКТИЧЕСКИХ ЗАДАЧ В АРКТИКЕ
ADAPTATION OF ANTARCTIC DRILLING TECHNOLOGIES
TO SOLVING PRACTICAL PROBLEMS IN THE ARCTIC**

Большунов А.В.¹, Шпенст В.А.¹, Двойников В.М.¹, Бурылов Д.А.²

1 – Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург

2 – Закрытое акционерное общество «Фортэкс», Санкт-Петербург

Bolshunov A.V.¹, Shpenst V.A.¹, Dvoynikov V.M.¹, Burylov D.A.²

1 – Saint-Petersburg Mining University, Saint-Petersburg

2 – Closed Joint Stock Company «Fortex», Санкт-Петербург

Ключевые слова: Антарктида, Арктика, колонковое электромеханическое бурение, отбор ненарушенного керна

Большинство научно-исследовательских работ, проводимых на территории Антарктиды, неразрывно связано с бурением ледников. Горный университет более 50 лет проводит буровые работы в районе российской антарктической станции Восток. За это время разработаны и успешно внедрены технологии теплового и электромеханического колонкового бурения ледников, пробурено более 10 000 метров ледника с отбором керна, дважды вскрыто подледниковое озеро Восток.

Необходимо отметить, что технология электромеханического колонкового бурения применялась и в условиях Арктики на ледниках купол Вавилова (1988 г.) и Академии Наук (2001 г.) на архипелаге Северная Земля. В результате проведенных буровых работ были получены не только керны льда, но и керны подледниковых пород, что доказало возможность использования антарктических технологий при бурении с отбором керна материала подледниковых и многолетнемерзлых пород.

Активное развитие Арктической зоны Российской Федерации, предполагает решение комплекса инженерно-технических задач по строительству объектов гражданской и промышленной инфраструктуры, разработке газогидратных залежей и т.д. Проведение данного вида работ невозможно без проведения предварительных исследований, основанных на изучении ненарушенного керна материала, для отбора которого можно использовать технологии колонкового электромеханического бурения, разработанные в Горном университете. Одной из отличительных особенностей рассматриваемых технологий является низкая металло- и энергоемкость бурового оборудования, что является важным фактором при работе в труднодоступных регионах.

Для полной адаптации антарктических буровых технологий к решению практических задач в Арктике необходимо провести более детальные исследования процессов бурения ледников, подледниковых и многолетнемерзлых пород, как в лабораторных условиях, так и на реальных объектах. Данные исследования должны базироваться на использовании современных аппаратных комплексов, для разработки которых необходимо создание электронного измерительного устройства, включающего в себя:

- совокупность микроэлектромеханических датчиков, способных работать в сложных климатических и горно-геологических условиях;
- микроконтроллер, обладающий поддержкой необходимых периферийных интерфейсов для подключения датчиков, имеющий низкое энергопотребление и обладающий достаточной производительностью для первичной обработки и записи данных;
- портативный источник питания, имеющий достаточную емкость для обеспечения работы устройства на протяжении всего процесса бурения.

Исследование выполнено с помощью субсидии на выполнение Государственного задания в сфере научной деятельности на 2022 г. № FSRW-2021-0011.

КОМПЛЕКСНЫЙ ПОКАЗАТЕЛЬ, ХАРАКТЕРИЗУЮЩИЙ КИНЕТИКУ КАПИЛЛЯРНОЙ ПРОПИТКИ ГОРНОЙ ПОРОДЫ

Бороздин С.О., Подгорнов В.М.

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина

Ключевые слова: самопроизвольная капиллярная пропитка, капиллярное давление, загрязнение пласта, заканчивание скважин, буровые растворы для вскрытия продуктивного пласта, поверхностно-активные вещества

Самопроизвольная капиллярная пропитка пластов-коллекторов фильтратом бурового раствора при первичном вскрытии пласта вместе с фильтрационным проникновением вносит свой вклад в увеличение водонасыщенности призабойной зоны скважины. При этом, соотношение капиллярной пропитки и фильтрационного проникновения зависит от большого числа факторов, часть которых не поддается прямому измерению, либо данное измерение является достаточно трудоемким, как например, контактный угол смачивания, радиус поровых каналов, начальная насыщенность коллектора газом, водой и нефтью, относительные фазовые проницаемости. Также, помимо капиллярного впитывания происходят и иные физико-химические процессы, отдельное влияние каждого из которых достаточно сложно выделить. Более того, наиболее важным является именно охарактеризовать пласт в целом, а не выделять отдельные факторы, сочетание которых может понижать точность прогноза в иных ситуациях. Для определения характера взаимодействия коллектора с фильтратом бурового раствора предлагается использовать комплексный показатель χ , объединяющий в себе капиллярное давление и относительную проницаемость по воде. Эти два параметра наиболее существенно влияют на кинетику пропитки, и их значения в каждой точке коллектора непрерывно меняются вместе с изменением водонасыщенности. Более того, капиллярное давление содержит в себе данные о радиусе поровых каналов и контактном угле смачивания.

Было проведено исследование весовым методом кинетики пропитки образцов терригенных горных пород водной фазой бурового раствора. Были рассмотрены варианты капиллярного впитывания при начальной водонасыщенности 0%, 10%, 20% и 50%.

Результаты исследований показывают, что для газонасыщенных гидрофильных пластов с проницаемостью ниже 0,1 мкм² и начальной водонасыщенностью менее 20% величина скорости капиллярной пропитки может быть соизмерима со скоростью продвижения фильтрата под воздействием гидродинамического перепада давления.

Таким образом, по показателю χ , определённого весовым методом при капиллярной пропитке водной фазой газонасыщенного керна, можно спрогнозировать начальную скорость капиллярной пропитки с учётом естественной водонасыщенности коллектора для условий вскрытия пласта с использованием бурового раствора на водной основе.

Классификация пород-коллекторов на основе комплексного показателя χ может упростить задачу подбора оптимального состава бурового раствора для решения задачи снижения загрязнения призабойной зоны при первичном вскрытии пласта.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Кевин Ли, Роланд Хорн. Влияние начальной водонасыщенности на процесс самопроизвольной капиллярной пропитки. Конференция инженеров нефтяников, Анкоридж, Аляска, Май 2002. doi: <https://doi.org/10.2118/76727-MS>

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО ИЗУЧЕНИЯ И ВОВЛЕЧЕНИЯ В РАЗРАБОТКУ ОСТАТОЧНЫХ ЗАПАСОВ НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ

Бурханов Р.Н.^{1}, Лутфуллин А.А.², Максютин А.В.³, Раупов И.Р.⁴, Валиуллин И.В.¹,
Фаррахов И.М.⁵, Швыденко М.В.²*

*¹Альметьевский государственный нефтяной институт, ²ПАО «Татнефть», ³ООО
«ТетраСофт-Сервис», ⁴Санкт-Петербургский горный университет, ⁵АО «Консалтинговый
центр»*

Ключевые слова: нефтеносный пласт, остаточные запасы, нефтяное месторождение, разработка нефтяного месторождения, ретроспективный анализ.

На поздней стадии разработки нефтяного месторождения по геологическим и технологическим причинам ухудшаются структура и состав остаточных запасов [1]. Для достижения же проектного коэффициента нефтеизвлечения или его увеличения необходимо иметь четкие представления об их пространственном распределении с целью вовлечения в разработку. Сравнение постоянно совершенствующихся промыслово-геофизических, гидродинамических, сейсмических, литолого-фациальных методов и моделирования по глубинности и разрешающей способности, возможности изучения межскважинного пространства, степени разработанности, доступности, стоимости и другим признакам указывает, что ни один из них не дает однозначного ответа на этот вопрос. Поэтому на месторождениях, отличающихся длительной историей разработки, высокой обводненностью продукции, изношенным и малодебитным фондом скважин, весьма актуальной является разработка относительно не дорогого и простого в исполнении метода или комплексного подхода для выявления и локализации остаточных запасов. Не менее актуальной является задача выработки комплекса геолого-технических мероприятия по вовлечению их в разработку в виде методов простой и сложной оптимизации работы существующего стареющего и изношенного фонда скважин, при ограничениях нового бурения и бурения боковых и горизонтальных стволов, гидроразрыва пластов, применения методов увеличения нефтеотдачи. В докладе анализируется опыт авторов по применению ретроспективного анализа для выявления и пространственной локализации остаточных запасов в верхне-и-нижнедевонских терригенных отложениях Ромашкинского месторождения, разработка которых ведется с 1952 года. Установлено, что значительная часть остаточных запасов сосредоточена в малопроницаемых, пропущенных или оставленных до достижения предельной обводненности пластах и интервалах для которых предложены алгоритмы подбора и оценки эффективности геолого-технических мероприятий по включению их в разработку.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Бурханов Р.Н., Лутфуллин А.А., Максютин А.В., Раупов И.Р., Валиуллин И.В., Фаррахов И.М., Швыденко М.В. (2022). Алгоритм ретроспективного анализа по выявлению и локализации остаточных запасов разрабатываемого многопластового нефтяного месторождения. Георесурсы, 24(3), с. 125–138. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2022.3.11>

СПОСОБЫ УЛУЧШЕНИЯ ПРОВОДКИ СКВАЖИН С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ТЕЛЕМЕТРИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ “КОМПАС” ПРОИЗВОДСТВА ООО НПП “БУРИНТЕХ”

Бухарцев Я.В.

Уфимский государственный нефтяной технический университет

Ключевые слова: наклонно-направленное бурение, гидравлический канал связи, ориентирование отклонителя, режимы бурения, компоновка низа бурильной колонны (КНБК), немагнитный инструмент, жесткость КНБК.

В наше время телеметрические системы являются одной из самых важных комплексов оборудования, использующихся для проводки скважины. По мере совершенствования телеметрических систем, может стать доступным более конструктивно-сложные, экономически выгодные и прибыльные способы проводки скважин. Ведь уже на данном этапе развития нефтегазовой промышленности, телеметрические системы имеют различные комбинации специализированного оборудования и способы получения информации, которые могут быть применимы для различных условий и целей бурения скважин.

Телеметрическая система “КОМПАС”, производства ООО НПП “БУРИНТЕХ”, активно используются при проводке скважин на месторождениях ПАО НК “РОСНЕФТЬ”. Данная система работает по средствам гидравлического канала связи с положительными импульсами давления бурового раствора и имеет модульную конструкцию [1].

На показания магнитных сенсоров телеметрической системы - магнитометров, могут влиять, посредством магнитных помех, различные технические факторы и природные явления. С этой целью в состав компоновки низа бурильной колонны включается инструмент, изготовленный из немагнитного сплава – переводники телеметрической системы и утяжеленные трубы, что оказывает определенное влияние на жесткость КНБК [2].

Наклонно направленное бурение происходит за счет наличия кривого переводника – отклонителя в конструкции винтового забойного двигателя. Ориентирование положения отклонителя процесс не имеющий стабильного и высокоточного результата.

Действие силовых факторов на нижнюю часть бурильной колонны различаются в соответствии с текущей траектории скважины. Отклоняющая сила на долоте зависит от кривизны оси скважины или показателя пространственной интенсивности, жесткости КНБК, режимов и параметром бурения [3].

Для более прогнозируемого ориентирования отклонителя полевыми инженерами, важным преимуществом может являться развитие моделирования параметром КНБК для наклонно-направленного бурения. С использованием программы-тренажера по наклонно-направленному бурению возможна симуляция бурения горизонтальных и наклонно-направленных скважин с возможным манипулированием жесткостью КНБК, зенитным углом, глубиной, траекторией скважины, режимами и параметрами бурения. Результаты моделирования способны показать величину зависимости реакции на долоте от жесткости КНБК при различных зенитных углах и режимах бурения [3].

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Левинсон Л.М., Хасанов Р.А. Телеметрические системы с гидравлическим каналом связи. Преимущества и недостатки / Материалы международной научно-технической конференции. «Повышение качества строительства скважин». Уфа, 2005, с. 124.
2. Левинсон, Л.М. Навигационные системы при бурении сложнопрофильных скважин / Л.М. Левинсон, А.Р. Хафизов, Ф.Н. Янгиров, Г.Л. Гаймалетдинова, Э.Р. Исмагилова. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2019. –122 с.
3. Мухаметгалиев И.Д., Аглиуллин А.Х., Исмаков Р.А., Логинова М.Е., Яхин А.Р. Развитие моделирования параметров КНБК для наклонно-направленного бурения. Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. 2020. № 4. С. 15-23.

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ В НЕОДНОРОДНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ

Бязров Р.Р., Подопригора Д.Г.
ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский горный университет»

Ключевые слова: полимерное заводнение, методы увеличения нефтеотдачи, неоднородность, коэффициент извлечения нефти, полиакриламид

В связи постепенным истощением основных запасов и учитывая высокие затраты на поиск и разбуривание новых месторождений возникает необходимость в развитии современных технологий увеличения нефтеотдачи пластов. Одной из технологий повышения нефтеотдачи является заводнение с использованием полимерных композиций.

Как правило, успешность внедрения технологии полимерного заводнения связывают с вязкостным несоответствием воды и нефти в пластовых условиях. Однако, существует достаточное количество научных и практических факторов, подтверждающих эффективность технологии в коллекторах с маловязкой нефтью, где основной эффект от внедрения полимерного заводнения достигается за счет выравнивания фронта вытеснения в неоднородных коллекторах.

При благоприятном отношении подвижностей наличие высокопроницаемых каналов или существенного расчленения коллектора и наличия неоднородностей может существенно ухудшить коэффициент охвата — по простиранию (площадной) и по мощности пласта (вертикальный) — во время обычного заводнения. Наличие высокопроницаемых слоев также приведет к преждевременному прорыву воды. В таких условиях повышение вязкости посредством полимерного заводнения может значительно улучшить охват вытеснением [1].

В мировой практике существует достаточное количество примеров, где на месторождениях с вязкостью нефти менее 15 мПа·с, но имеющим высокую неоднородность пластов по проницаемости, при применении полимерного заводнения достигался значительный технологический эффект в виде снижения обводненности и роста добычи нефти. Удельная добыча нефти широко варьируется в различных проектах и зависит как от геолого-геофизических характеристик месторождения, так и от технологических параметров закачки, а также количества закачанного полимерного раствора и в среднем составляет 60-140 (в некоторых случаях и более 200) т нефти на 1 т полимера. Также, абсолютно во всех рассмотренных проектах полимерного заводнения наблюдалось скачкообразное снижение обводненности реагирующих скважин (в среднем около 10%).

Таким образом, технология полимерного заводнения может быть рассмотрена не только на месторождениях, характеризующихся повышенной вязкостью нефти, но и на месторождениях, имеющих некоторую степень неоднородности.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Тома А. Основы технологии полимерного заводнения: пер. с англ. яз. под ред. И.Н. Кольцова. – СПб.: ЦОП «Профессия», 2020. – 240 с.

ФОРМИРОВАНИЕ НЕФТЕГАЗОВЫХ СТРУКТУР В КАСПИЙСКОМ МОРЕ С УЧЕТОМ ГЕОДИНАМИЧЕСКОГО НАПРЯЖЕНИЯ

Валиев Г.О.

Республиканский Центр Сейсмологической Службы, Азербайджанской Республики

Зейналов Р.М., Кязимов Э.А.

НИПИ «Нефтегаз» Государственная Нефтяная Компания Азербайджанской Республики

Ключевые слова: геодинамическое напряжение, модель тектоники плит, модель мантийного плюма, гравитационное поле, деформация, глубокие углеводородные залежи, миграция в глубокие слои, зона тектонического активного разлома.

Формирование Каспийского бассейна было проанализировано со ссылкой на модель «мантийного плюма» с учетом геофизических данных, и предполагалось, что в формировании современной морфоструктуры бассейна играли роль кольцевые геодинамические процессы, происходящие в мантии. Геодинамическое напряжение, накопленное в результате горизонтальных, вертикальных и круговых движений, создаваемых плюмом в мантии, повлияло на динамику осадочного слоя до глубины 25 км, границы Конрада 20–32 км 40–53 км, и границы Мохо до глубины 40–53 км, где постоянно менялась морфоструктура осадочного слоя. Горизонтальное движение каждого из этих слоев было различным, и землетрясения наблюдающиеся и по сей день, происходили в соответствии с их динамикой. Геодинамическое напряжение в осадочном чехле наблюдается по горизонтальному смещению в слоистую форму внутри осадочного комплекса. С помощью GPS-исследований очень трудно различить горизонтальные движения, которые по-разному наблюдаются на глубине в отдельных комплексах. Совершенствование современной геодинамической модели с учетом палеогеоморфологических условий Каспийского бассейна, сеймотектонических особенностей и проведение исследований в соответствии с этой моделью для лучшего руководства поиском структур нефти и газа в более глубоких слоях в будущем могут дать более эффективные результаты.

Петрофизические и литологические данные по скважинам, пробуренным в глубоких слоях структуры Умид, а также в районах Шах-Дениз, Булла-Дениз и Алят-Дениз, дают основание утверждать, что в глубоких слоях имеются богатые месторождения нефти и газа.

**ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПРОЦЕССА БУРЕНИЯ СНЕЖНО-ФИРНОВОЙ ТОЛЩИ С ПРОДУВКОЙ ВОЗДУХОМ В РАЙОНЕ СТАНЦИИ ВОСТОК
EXPERIMENTAL RESEARCH OF ICE-FIRN LAYER AIR DRILLING AT
VOSTOK STATION AREA**

*Васильев Д.А., Большунов А.В., Игнатъев С.А., Молчанова А.Р.
Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург
Vasilev D.A., Bolshunov A.V., Ignatiev S.A., Molchanova A.R.
Saint-Petersburg Mining University, Saint-Petersburg*

Ключевые слова: Центральная Антарктида, бурение с воздухом, ледяной шлам, критическая скорость, скорость витания, керн, снег, фирн.

Изучение истории климата планеты является важной фундаментальной задачей, решением которой занимается наука палеоклиматология (наука об изучении климата до периода инструментальных измерений). Керновый материал, полученный при бурении ледников, является важным источником палеоклиматической информации, изучая который можно получить самые достоверные данные о составе атмосферы в прошлом. Бурение скважин в верхних слоях ледника осложнено тем, что снег и фирн, из-за своей пористой структуры, проницаемы для очистных агентов. Потеря очистного агента в скважине приводит к затруднению процесса бурения или к его полной остановке. В рамках реализации проекта комплексных исследований подледникового озера Восток возникает необходимость создания отечественной эффективной технологии бурения проницаемых снежно-фирновых горизонтов Антарктиды и технических средств её реализации.

Сотрудниками НЦ «Арктика» Санкт-Петербургского Горного университета были подготовлены [1] и успешно проведены экспериментальные исследования по изучению процесса бурения снежно-фирнового горизонта высокогорных ледников с использованием сжатого воздуха в качестве очистного агента. Исследования проводились в сезон 67 РАЭ (Российская Антарктическая Экспедиция) в районе внутриконтинентальной антарктической станции Восток.

В рамках проводимых исследований была пробурена скважина VK-22 глубиной 30 м, с полным отбором керна, а также образцов шлама с интервалом 0,5 м. Изучение кернового материала и шлама, полученного по результатам бурения позволяет сделать ряд выводов. Фракционный состав шлама и преобладающая фракция изменяются с увеличением глубины скважины. Помимо этого, форма шламовых частиц также меняется с глубиной. Шлам с верхних горизонтов представляет собой округлые частицы неправильной формы, которую можно описать как «компактную» (изометрическую). Шлам с более глубоких горизонтов имеет угловатую пластинчатую форму. Форма ледяных частиц напрямую влияет на насыпную плотность шлама, значение которой снижается с увеличением глубины скважины. Значение скорости витания также зависит от формы частиц, движущихся в потоке воздуха, чем больше форма тела подобна сфере, тем выше будет скорость витания для данного тела, т.к. угол атаки для сферы неизменен и миделево сечение тела (наибольшее по площади поперечное сечение тела, движущегося в среде) постоянно.

Данные, полученные в результате экспериментальных работ, будут положены в основу создания нового электромеханического снаряда на грузонесущем кабеле с призабойной циркуляцией сжатого воздуха.

Исследование выполнено с помощью субсидии на выполнение Государственного задания в сфере научной деятельности на 2022 г. № FSRW-2021-0011.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. А.В. Большунов, Д.А. Васильев, С.А. Игнатъев, А.Н. Дмитриев, Н.И. Васильев. Механическое бурение ледников с очисткой забоя сжатым воздухом. Лёд и Снег. 2022. №1, Т62. С 35-46.

ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ КЕРНООТБОРНОГО СНАРЯДА И ПОДБОР ИЗОЛИРУЮЩЕЙ ЖИДКОСТИ

Ватузов С.М., Лосев А.П.

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Ключевые слова: реология, люминесценция, бурение с отбором керна, гидравлический расчет, изолированный керн

Керн является ключевым источником знаний о свойствах горных пород, а это значит, что без качественно отобранного кернового материала невозможно получить достоверные сведения о свойствах пород. В связи с усложнением объектов исследований повышается роль используемых технологий отбора керна.

Поскольку при отборе керна очень важным является сохранить его в полностью изолированном состоянии, необходимо знать все параметры, которые могут повлиять на проникновение бурового раствора в керноприемник и на его контакт с отобранным керном. При использовании герметичных керноотборников к таким параметрам можно отнести реологические параметры и расход промывочной жидкости, механическую скорость проходки, трубное давление у клапана снаряда, геометрические параметры устройства и реологические параметры жидкости для изоляции.

Объект исследования – суспензия синтетического каучука в неполярном масле, основным свойством которой является набухание частиц каучука при повышении температуры и переход системы из жидкого в упругое состояние. Состав имеет текучую консистенцию при загрузке в снаряд и в пластовых условиях и образует твердый эластомер в поверхностных условиях [1].

Приведены результаты экспериментальных исследований реологических свойств состава с использованием вискозиметра Rheotest RN4.1 в термостатируемой цилиндрической измерительной ячейке. Поскольку состав переходит из текучего в упругое состояние, все измерения проводили в режиме колебаний с малой амплитудой по напряжению (частота колебаний 0,5-1,5 Гц, амплитуда колебаний касательного напряжения 1-5 Па) [2].

Проведены гидравлические расчеты керноотборного снаряда (КОС) типоразмера 171x102 мм. Составлена расчетная схема, проведены расчеты потерь давления вручную и с использованием программного обеспечения DiPC Engineer [3]. Получена зависимость потерь давления внутри керноприемника от эффективной вязкости состава для изоляции керна, определены предельные значения вязкости состава для безопасной работы устройства.

Сопоставив результаты гидравлического расчета КОС и измерений реологических свойств состава, автором была предложена оптимальная рецептура состава, удовлетворяющая условиям бурения.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Лосев А.П. Реологическое поведение инертного геля для изоляции керна / А. П. Лосев, И. Н. Евдокимов // Бурение и нефть. – 2021. – № 4. – С. 47.
2. Малкин А.Я., Исаев А.И. Реология: концепции, методы, приложения / Пер. с англ. СПб.: Профессия, 2007, 560 с.
3. Леонов Е.Г. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин: в 2 ч. Ч.1: Гидроаэромеханика в бурении / Е. Г. Леонов, В. И. Исаев. - М.: Недра, 2006. - 413 с. УДК 622

РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ПРОДУКТИВНОСТИ СКВАЖИНЫ

Верисокин А.Е., Шлеин Г.А.

Северо-Кавказский федеральный университет, г. Ставрополь

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Ключевые слова: гидроразрыв пласта, трещина, пропант, гидравлический вибратор

В современных условиях добычи углеводородов на трудноизвлекаемую нефть приходится 65 % от объема доказанных запасов. Наиболее эффективным способом разработки трудноизвлекаемых запасов является многостадийный гидроразрыв пласта (МГРП) в горизонтальных скважинах [1]. С увеличением массы закачиваемого пропанта в скважинах возникли проблемы активного выноса пропанта из призабойной зоны скважин, особенно на этапах освоения и при их эксплуатации [2]. В качестве одного из методов ограничения выноса пропанта на этапе освоения предлагается применение гидравлического золотникового вибратора (ГЗВ).

Для осуществления обработки продуктивной зоны выполняют подачу рабочего агента Q_p в осевой канал ГЗВ. Рабочее давление создается насосными агрегатами с поверхности. К насосам предъявляются определенные требования – развиваемое рабочее давление $P_p = 4 - 8$ МПа и циклическое определение приемистости. ГЗВ работает в оптимальном режиме при расходе промысловой жидкости от 7 до 9 л/с. Центральный осевой канал обеспечивает при данном расходе частоту импульсов от 10 до 150 Гц. Рабочий агент Q_p , движется с повышенной скоростью и создает импульсы высокого давления с изменяющейся частотой, что приводит к образованию зон высокого и низкого давлений относительно интервала перфорации. При этих условиях фильтрационный поток пластовой жидкости и стенка скважины подвергаются обработке импульсами гидродинамического давления. Затем энергия упругих гидравлических волн передается в призабойную зону пласта (ПЗП), что способствует качественному и эффективному уплотнению пропантной пачки в трещине ГРП.

Таким образом, использование скважинного вибратора позволяет уплотнить пропантную набивку трещины. Уплотнение пропанта происходит путем создания импульсно-ударного воздействия. Применение ГЗВ дополнительно повышает приемистость и продуктивность скважины, что подтверждается практическими результатами.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Верисокин, А. Е. Особенности технологии промывки и освоения горизонтальных скважин после селективного гидроразрыва пласта на месторождениях Западной Сибири / А. Е. Верисокин, Л. М. Зиновьева // Наука. Инновации. Технологии –2015 г. Выпуск № 3 – с. 79-91.
2. Шлеин, Г. А. Перспективы развития струйной техники и технологии в нефтегазовой отрасли / Г. А. Шлеин, И. И. Клещенко, А. А. Балувев, А. Ф. Семененко // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2020. № 3 – с. 75-88.

ОСОБЕННОСТИ ОСВОЕНИЯ МОРСКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В УСЛОВИЯХ НАЛИЧИЯ ГАЗА И ГИДРАТОВ В ВЕРХНЕЙ ЧАСТИ РАЗРЕЗА

*Винклер В.С., Самсонов Р.О., Сайченко Л.А.
Санкт-Петербургский горный университет*

Ключевые слова: приповерхностный газ; обустройство морских месторождений.

Одной из приоритетных задач энергетической стратегии Российской Федерации является освоение месторождений арктического шельфа, потенциал которого огромен. По предварительным оценкам, его ресурсная база составляет свыше 13 млрд т нефти и 95 трлн м³ газа. Территория арктических морей и шельфа требует дополнительного изучения, тем более что за последние годы в разработку введены только несколько месторождений. Во многом это связано с технической недоступностью и геологическими особенностями освоения акваторий и так расположенных в сложных природно-климатических условиях.

В частности, на территории арктического шельфа выявлено такое опасное природное явление как приповерхностный газ (газовые трубы и карманы) и газовые гидраты в верхней части разреза, что иногда путают с придонным льдом. Данные аномалии создают высокий риск выбросов газа при бурении и эксплуатации, требуют переноса точек заложения скважин, особых технологических и конструктивных решений при их строительстве. Прогноз и предупреждение возникновения аварийных ситуаций является актуальной проблемой, поскольку они могут повлечь за собой катастрофические последствия.

Для освоения морских месторождений, осложненных такими аномалиями, необходимо разрабатывать целенаправленный комплекс мероприятий от разведки до эксплуатации. Выявлять скопления мелкозалегающего газа и гидратов необходимо на ранних этапах путем проведения высокоразрешающей сейсморазведки и бурения разведочных скважин, для улучшения контроля за газопроявлениями рекомендуется применять технологию безрайзерного бурения, необходима особенная компоновка скважин, для безопасной эксплуатации требуется особый подход к выбору морских нефтегазовых сооружений. Особенности этого подхода, нормативного и научного сопровождения решения этой проблемы и посвящен настоящий доклад.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Дзюбло А.Д., Воронова В.В. Исследование механизмов возникновения опасных природных явлений при освоении нефтегазовых месторождений на шельфе арктических и субарктических морей // Безопасность труда в промышленности. — 2019. — № 4. — С. 69-77.
2. Метан и климатические изменения: научные проблемы и технологические аспекты. – М.: Российская академия наук, 2022 / Под ред. академика РАН В.Г. Бондура, академика РАН И.И. Мохова, члена-корреспондента РАН А.А. Макоско.
3. Самсонов Р.О. Климат п-ова Ямал и последствия его изменения, осложняющие добычу и транспорт углеводородов / Р. О. Самсонов, Ю. В. Илатовский, Н. Б. Пыстина, А. В. Баранов // Газовая промышленность. – 2010. – № 2(642). – С. 82-84. – EDN KZSAWT.

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ГЛИНИСТОГО БУРОВОГО РАСТВОРА С ПОЛИМЕРНЫМ РЕАГЕНТОМ

Гаврилов К.Н.,¹ Иванова Т.Н.^{1,2}

¹ФГБОУ ВО «Удмуртский государственный университет»,

²Чайковский филиал ФГАОУ ВО «Пермский национальный исследовательский политехнический университет»

Ключевые слова: бурение, глинистый буровой раствор, реагент, полимер

В зависимости от группы глинистых пород выбирают технологию бурения и используют полимер глинистый буровой раствор с различными добавками. Для бурения под кондуктор и техническую колонну был применен полимерглинистый буровой раствор. Большинство глинистых растворов содержит около 26-27% свободной воды, которая взаимодействует с глинистыми породами, слагающими стенки скважин, и интенсивно диспергирует их. Весь этот процесс усугубляет щелочная среда раствора, которая способствует диспергации глинистых отложений, что приводит к повышению условной вязкости и концентрации ионов в растворе.

Для предотвращения возникновения подобных осложнений необходимо применение ингибиторов глин. Эффективным ингибитором глин являются ионы кальция. В качестве носителя ионов кальция возможно применение мраморной крошки или мела. Однако этого недостаточно. Необходимо также снизить pH среды, для снижения диспергирующей способности раствора. В качестве понизителя pH можно применить НТФ (нитрилотриметилфосфоновая кислота). Для подтверждения эффективности применения подобного раствора были проведены экспериментальные исследования в лаборатории буровых и тампонажных растворов ООО «Буровые системы». Результатом экспериментов был получен следующий состав

ПОДБОР ИЗОЛЯЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ ЛИКВИДАЦИИ ЗОН ПОГЛОЩЕНИЙ

*Газиев Р.Ф., Валиева О.И., Мардаганиев Т.Р., Макатров А.К.
ООО «РН-БашНИПИнефть»*

Ключевые слова: осложнение, поглощение, изоляция, интенсивности, технологии, лабораторные испытания

Поглощения промывочной жидкости является одним из самых распространенных видов осложнений при бурении скважин. Ежегодные затраты времени на ликвидацию этого вида осложнений по стране и за рубежом составляют многие тысячи часов, несмотря на разработку и применение различных способов предупреждения и борьбы с поглощениями буровых и цементных растворов при бурении и креплении скважин.

На месторождениях Республики Башкортостан при бурении скважин различного назначения более 70% всех осложнений составляют поглощения буровых и тампонажных растворов. Причины возникновения поглощений промывочной жидкости, можно разделить на две группы:

1. геологические факторы — тип поглощающего пласта, его мощность и глубина залегания, недостаточность сопротивления пород гидравлическому разрыву, величина пластового давления и характеристика пластовой жидкости, а также наличие других сопутствующих осложнений (обвалы, нефте-, газо- и водопроявления, переток пластовых вод и др.);

2. технологические факторы — количество и качество подаваемого в скважину бурового раствора, способ бурения, скорость проведения спускоподъемных операций и др. К этой группе относятся также такие факторы, как техническая оснащенность и организация процесса бурения.

Поглощения делятся по степени интенсивности на:

- незначительные, с интенсивностью (менее 5%) до 6 м³/ч;
- частичные, с интенсивностью (от 5 до 30%) от 6 до 20 м³/ч;
- средние, с интенсивностью (от 30 до 60%) от 20 до 40 м³/ч;
- катастрофические, с интенсивностью (более 60%) от 40 м³/ч и до полного ухода.

От степени интенсивности зависит выбор метода ликвидации поглощений. Поэтому подбор эффективных методов предупреждения поглощений и борьбы с ними является одним из резервов снижения затрат на проводку скважин и увеличения технико-экономических показателей бурения. Основными трудностями, с которыми приходится сталкиваться при решении поставленной задачи, является определение способа или технологии из перечня предложений по ликвидации осложнения.

На основе анализа перспективных технологий, лабораторных исследований изоляционных составов и опытно-промысловых работ были подобраны критерии выбора изоляционных технологий для ликвидации зон поглощений с высокой интенсивностью, применительно к трещиноватым коллекторам. Проведенная комплексная работа стала основой для развития нового направления – сервиса по ликвидации зон поглощений, как направление в сфере оказания услуг при строительстве скважин. Дальнейшее тиражирование подобного опыта позволит производить качественную оценку и подбор изоляционных технологий в рамках проведения закупочных процедур, а также на этапах входного и инструментального контроля качества применяемых составов.

МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ПРИ ДОБЫЧЕ НЕФТИ

*Гайнанов А.А., Карнов Д.В., Ковалев Д.Ю., Иванова Т.Н.
ФБГОУ ВО Удмуртский государственный университет*

Ключевые слова: асфальтеносмолопарафиновые отложения, парафиновые соединения, смолистые вещества, нефть

Парафиновые соединения — это углеводородная физико-химическая смесь, состоящая из углеводородов метанового ряда от $C_{16}H_{34}$ до $C_{64}H_{130}$, асфальтосмолистых соединений, силикагелевых смол, масла, механических примесей. Парафины в нефти в пластовых условиях находятся в растворенном состоянии. Чем глубже залежание нефти, тем больше процент содержания парафина в ней. Температура плавления твердых парафиновых углеводородов увеличивается с их молекулярной массой. Парафины по отношению к разным химическим реагентам стойкие: серная кислота не действует на парафин ни при каких температурах; азотная и соляная кислоты, щелочи инертны в отношении парафина. Парафин легко окисляется воздухом и хорошо растворяется в органических жидкостях, но плохо — с увеличением его молярной массы. В состав смолистых веществ входят азот, сера и кислород. Они обладают высокой молярной массой, нелетучи, имеют большую неоднородность. Испарение и окисление нефти увеличивается с содержанием в ней смолистых веществ. Содержание смол возрастает при контакте с краевыми водами. Хорошо растворяются в бензоле, но нерастворимы в спирте и бензине.

Наиболее вероятными осложнениями являются: отложение АСПО в НКТ, коррозия НКТ и нефтепромыслового оборудования, образование высоковязких эмульсий. Оптимальным методом борьбы с АСПО является их предотвращение, применяя тепловые, физические, химические, механические методы, покрытия, вибрационные и магнитные способы. Однако ни один из применяемых в настоящее время методов не является универсальным.

Для многопластовой залежи в условиях АСПО в интервалах низкой проницаемости пластов и пропластков, наличия обводненных высокопроницаемых пластов разработана технология последовательной закачки растворов поверхностно-активных веществ ПАВ с постепенно возрастающей концентрацией, растворяющихся в соляной кислоте или образующую с ней мелкодисперсную устойчивую эмульсию. Вывод скважины на режим осуществляется после предварительного временного блокирования высокопроницаемой зоны толщи обратной нефтяной эмульсией. Тепловые промывки при удалении АСПО эффективны до глубины 500 – 600 м. Применение термохимических методов с использованием моющих средств часто приводит к заклиниванию насосов. В этом случае борьба с АСПО на месторождениях Удмуртии проводится следующими способами: дозировкой ингибиторов АСПО в затруб скважин; промывкой скважин растворителями; термохимической обработкой скважин; подачей в линию закачки воды пара, снижая при этом до минимума закачку воды, с одновременной закачкой в эксплуатационные колонны горячей нефти; на проблемных участках применение ингибиторов АСПО в затрубное пространство скважин дозировочными насосами; применение НКТ с покрытиями из стеклоэмали; применение пластинчатых скребков на штангах со штанговращателем, скребков-центраторов или скребков лепестковых (скрейпер); промывка колонн НКТ растворителями типа OBSENO L RM45, МЛ-72, МЛ-80, гидрофобно-эмульсионными растворами, гексановой фракцией, соляробензиновой смесью, растворителями; применение паропередвижных установок для удаления АСПО с поверхностей скважинного оборудования, с внутренних поверхностей коротких выкидных линий и трубопроводов, смонтированных из стальных труб без футеровки, ГЗУ, не имеющие деталей из термонестойких материалов.

БУРЕНИЕ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ БОКОВЫХ СТВОЛОВ, ОСЛОЖНЕННЫХ ИНТЕРВАЛАМИ НЕУСТОЙЧИВЫХ ПОКРЫШЕК, НА УПРАВЛЯЕМОМ ХВОСТОВИКЕ

Галикеев И.А.

доцент кафедры бурения нефтяных и газовых скважин института нефти и газ им. М.С. Гущериева ФГБОУ ВО «Удмуртский государственный университет»

Атланов К.К.

ведущий инженер отдела технологий и инжиниринга бурения ПАО «Удмуртнефть» им. В.И. Кудинова

Ключевые слова: боковые стволы, бурение на хвостовике, геологическое осложнение, ЗБС, горизонтальное бурение.

В статье рассматривается проблема бурения боковых горизонтальных стволов осложненных интервалами неустойчивых покрышек, сложенных глинистыми горными породами склонными к набуханию, осыпям и обвалам, в условиях реконструкции скважин методом ЗБС (невозможности перекрытия интервала осложнений дополнительной обсадной колонной). Предлагается возможное решение описанной проблемы с помощью применения технологии бурения на управляемом «хвостовике» с оставлением на забое, и последующем цементировании, долота, винтового забойного двигателя и телесистемы. Схематически описывается конструкция и назначение применяемого оборудования, накладываемые ограничения, технология цементирования. Обозначаются положительные и отрицательные стороны с точки зрения финансовых затрат, рисков аварий и инцидентов, технико-технологической сложности исполнения. В конце статьи делаются выводы об актуальности и целесообразности применения технологии в современных условиях.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Галикеев И.А. «Бурение боковых стволов на управляемом «хвостовике» //Современные технологии извлечения нефти и газа. Перспективы развития минерально-сырьевого комплекса (российский и мировой опыт) III Междунар. науч.-практ. конф. имени В.И. Кудинова, РФ ФГБОУ ВО "Удмуртский государственный университет", Ин-т нефти и газа им. М. С. Гущериева, Науч.-образоват. центр "Инновационные технологии нефтедобычи" им. В. И. Кудинова; сост.: В. Г. Миронычев, С. Б. Колесова. - Ижевск: Удмуртский университет, 2020 – 2022.
2. Гельфгат М.Я., Агишев А.Р. Бурение на обсадной колонне – история и современная классификация технологических схем //Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2016. – № 12. – С. 4 – 17.

**РЕШЕНИЯ ООО «ХИМПРОМ» ДЛЯ ГЛУШЕНИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ
СКВАЖИН С ЦЕЛЬЮ ПРОВЕДЕНИЯ РЕМОНТНЫХ РАБОТ
SOLUTIONS «HIMPROM» LLC FOR WELL KILLING TO OIL AND GAS WELLS FOR
THE PURPOSE OF REPAIR WORKS**

Гареев П.А.

ООО «Химпром», Пермь

Gareev P.A.

«Himprom» LLC, Perm

Ключевые слова: глушение скважин, ремонтные работы, аномально высокое пластовое давление

Согласно требованиям по охране труда и безопасности, перед ремонтом скважина должна быть заглушена – нужно временно прекратить приток в нее пластовой жидкости. Предупредить нефтегазопроявление перед началом и во время текущего и капитального ремонта скважин (нефтяных, газовых и газоконденсатных) можно, создав противодействие на пласт жидкостью с определенной плотностью – так называемой «жидкостью глушения».

Выбор параметров жидкости глушения требует индивидуального подхода для каждой скважины даже в пределах одной площади.

При многократном глушении скважин жидкостями на водной основе ухудшаются коллекторские свойства призабойной зоны пласта, что приводит к снижению дебита и увеличению периода освоения и вывода скважин на режим.

Для обеспечения щадящего воздействия на скважину рекомендуется применять специализированные жидкости глушения.

ООО «Химпром» предлагает следующие инновационные химические решения для глушения скважин:

- **МЖГ** – модифицированные концентратом гидрофобизатором Him Surf марка G пластовые воды и солевые растворы с плотностями 1,01-1,3 г/см³;
- **ЭЖГ** – эмульсионные жидкости глушения на углеводородной основе с плотностями 0,87 – 1,3 г/см³, применяемые в поглощающих скважинах при пластовых температурах до 90°С (эмульгатор HimInvert марка Б);
- **ТЖГ** – тяжелые жидкости глушения без твердой фазы на водной солевой основе «Беталок» с плотностями 1,3 – 2,3 г/см³ с содержанием Him Surf марка G – для скважин с АВПД;

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. С.А. Рябоконеь, технологические жидкости для заканчивания и ремонта скважин. Краснодар, 2009, .
2. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. Утверждены приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 12.03.2013 № 101.
3. РД153-39-023-97. Правила ведения ремонтных работ в скважинах. М.: НПО «Бурение», 1997. 93 с.

АНАЛИЗ ПРОГРАММНЫХ ПРОДУКТОВ ДЛЯ РЕШЕНИЙ ЗАДАЧ, СВЯЗАННЫХ С ТЕПЛОМАССОПЕРЕНОСОМ

Галлямов И.И.¹, Юсупова Л.Ф.³, Гилязетдинов Р.А.²

¹⁻³Институт нефти и газа ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет» (филиал в г. Октябрьском)

Ключевые слова: программный продукт, функционал, тепломассоперенос, уравнение теплопроводности.

Важную роль при решении задач, связанных с тепломассопереносом занимает выбор программного обеспечения, необходимого для проведения вычислений и моделирования рассматриваемого процесса. Целью данной работы является выявление эффективного программного обеспечения (ПО) для решения задач, связанных с тепломассопереносом. Были изучены ряд программных продуктов [1, 3, 4] из тематических литературных источников и накопленный опыт применения ПО для инженерных расчетов и построения аналитических, физических моделей. Обзор программных продуктов, предназначенных для решения задач тепломассопереноса позволяет отдать предпочтение ПО Abaqus.

Обзор программных продуктов, предназначенных для решения задач тепломассопереноса, позволяет сделать следующие выводы:

- к задачам, рассматривающим процесс тепломассопереноса, необходим нетривиальный подход в силу многообразия задаваемых граничных условий и их неустойчивого положения из-за ряда технических и практических причин;
- важной частью решения любой из задач является выбор необходимого программного обеспечения для построения физической модели;
- программное обеспечение Abaqus позволяет учитывать нелинейное поведение материалов в процессе изменения температуры и времени, что крайне важно для решения нестандартных заданий;
- основным инструментом для определения параметров процесса в среде Abaqus является метод конечных элементов, при помощи которого можно аппроксимировать любую непрерывную величину [2] дискретной моделью и определять ее значения.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Вавилов В.П. Инфракрасная термография и тепловой контроль. – М.: НД Спектр, 2009. – 544 с.
2. Галлямов И. И. Теоретические основы и некоторые приложения механики сплошных электромагнитных сред: монография / И. И. Галлямов, Л. Ф. Юсупова. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. – 128 с.
3. Программный продукт Fluent + Ansys fluent/CAE Expert. URL: <https://cae-expert.ru/product/ansys-fluent/>
4. Ansoft Maxwell 2D Electromagnetic and Electromechanical Analysis. Pittsburgh, PA: Ansoft Corporation, 2009. – 334 p.

ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА ПИРОЛИТИЧЕСКОЙ ХРОМАТО-МАСС-СПЕКТРОМЕТРИИ ДЛЯ ЭКСПРЕСС-СКРИНИНГА БИОМАРКЕРНОГО СОСТАВА НЕФТЕМАТЕРИНСКИХ ПОРОД НА ПРИМЕРЕ АНАЛИЗА ОБРАЗЦОВ РАЗНЫХ НГП

*Герасимов Р.С., Пайзанская И.Л., Алферова А.А., Личидова А.Р.
«Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт»
(ФГБУ «ВНИГНИ»), г. Москва*

Ключевые слова: пиролитическая хромато-масс-спектрометрия, пиролиз, углеводороды, биомаркеры, геохимические параметры

Разработана методика определения биомаркерного состава ОВ нефтематрианских пород методом пиролитической хромато-масс-спектрометрии (Пиро-ГХ/МСД) и на большой объеме образцов, относящихся к разным НГП, проведены исследования по сравнению результатов анализа состав УВ-биомаркеров битумоидной части ОВ пород с использованием традиционной пробоподготовки методом экстракции с результатами, полученными с помощью прямого определения Пиро-ГХ/МСД без экстракции. Сравнительный анализ показал отсутствие каких-либо значительных расхождений. Полученные результаты свидетельствуют о том, что метод Пиро-ГХ/МСД можно использовать для получения быстрой и надежной информации основных геохимических параметров (УВ-биомаркеров) ОВ горных пород.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Афанасенков А.П., Жеглова Т.П., Петров А.Л. Углеводороды-биомаркеры и изотопный состав углерода битумоидов и нефтей мезозойских отложений западной части Енисей Хатангской нефтегазоносной области. // Георесурсы, 2019, т. 21, №1, с. 47-63.
2. Чемоданов А.Е., Гареев Б.И., Баталин Г.А., Герасимов Р.С. Исследование доманиковых горных пород методом пиролитической газовой хроматомасс-спектрометрии. // Георесурсы, 2019, т. 21, №1, с. 71-76.
3. Герасимов Р.С., Свирский К.С. Пиролитическая хроматография для геохимических исследований нефтеносных горных пород: новый взгляд на классический метод. // Аналитика, 2019, т. 9, № 2, с. 144-149.
4. Методика измерений относительного содержания нормальных алканов и ациклических изопреноидов в насыщенных фракциях конденсатов, нефтей и битумоидов газохроматографическим методом. М 03731001353-14-2018.
5. Газохроматографическая-масс-спектрометрическая методика анализа насыщенной и ароматической фракций нефтей и битумоидов. Определение биомаркеров. Свидетельство об аттестации методики количественного химического анализа № 224/2013-01.00115-2013.
7. Peters K.E., Walters C.C., Moldowan J.M. The biomarker guide, 2nd edition. New York, Cambridge University Press, 2005, v. 2, 525 p.
8. Volkman, J. K. A review of sterol markers for marine and terrigenous organic matter. // Organic Geochemistry, 1986, 9, 83–99.
9. Volkman, J. K., Allen, D. I., Stevenson, P. L. and Burton, H. R. Bacterial and algal hydrocarbons in sediments from a saline Antarctic lake, Ace Lake. // Organic Geochemistry, 1986, 10, 671–81.

ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ РЕШЕНИЕ ДЛЯ БУРЕНИЯ НА ОБСАДНОЙ КОЛОННЕ

*Гимазтдинова Э.А., Хузина Л.Б., Реченко Д.С., Габзалилова А.Х.
АГНИ, г. Альметьевск, Институт нефти и газа ФГБОУ ВО, г.Октябрьский*

Ключевые слова: нефтегазовые скважины; бурение; обсадная колонна; долото; башмак; усилие; нагрузка.

Поглощения бурового раствора в процессе проводки скважины от минимальных объемов до полной потери циркуляции способны привести к огромным финансовым и временным затратам [2], в связи с этим дальнейшая разработка эффективных методов предупреждения поглощений актуальна для снижения затрат на проводку скважин и увеличения технико-экономических показателей бурения [1-4].

В рамках хоздоговорной работы проведен анализ обзорной информации по 61 скважине, предоставленной ООО «Бурение» по осложнениям, а именно, поглощениям промывочной жидкости на площадях НГДУ «Альметьевнефть», НГДУ «Елховнефть», НГДУ «Лениногорскнефть» и НГДУ «Ямашнефть» в верхних горизонтах. Из которых 9 скважин НГДУ «Елховнефть», 12 скважин НГДУ «Лениногорскнефть», 13 скважин НГДУ «Ямашнефть», 27 скважин НГДУ «Альметьевнефть» [4].

В процессе ликвидации поглощений промывочной жидкости в верхних горизонтах применяются различные методы, но наиболее применяемыми мероприятиями являются спуск и крепление 9" кондуктора, бурение с набором воды. Для ликвидации осложнений затрачивается огромное количество материальных ресурсов и происходит увеличение непроизводительного времени [4]. Однако, в условиях экономического кризиса остро встает вопрос рентабельности строительства скважины и необходимы новые энергоэффективные технологии, позволяющие предотвращать поглощения промывочной жидкости, в частности технология бурения на обсадной колонне с неизвлекаемым долотом.

Предотвращение осложнений возможно за счет применения разработанного неизвлекаемого долота-башмака с убираемыми из рабочей зоны лопастями (рис. 1). Неизвлекаемое долото-башмак состоит из корпуса 1 с присоединительной резьбой (для соединения с элементами стандартной КНБК) и центральным каналом (на рис. не обозначены), промывочными отверстиями 2 для промывочной жидкости и раздвижными лопастями 3, оснащенными резами 4. Корпус 1 содержит направляющие винтовые канавки 5, которые служат для ориентации и полного открытия раздвижных стальных лопастей 3 по данным канавкам 5 [1, 3].

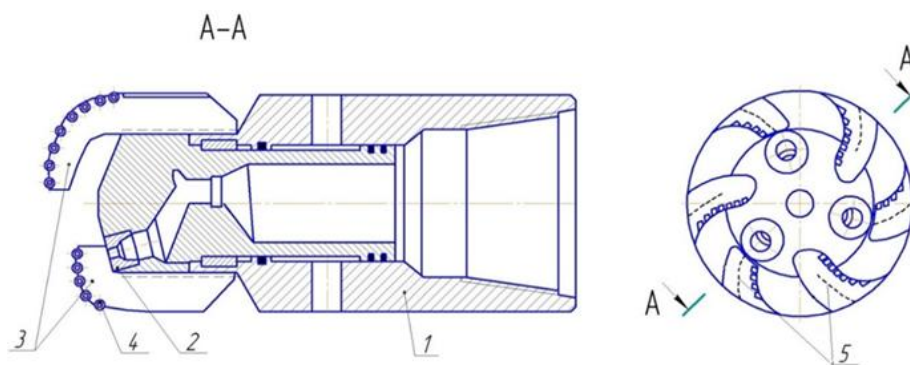


Рисунок 1 – Неизвлекаемое долото-башмак

Определение усилия, необходимого для продвижения центрального узла в случае перемещения шести стальных лопастей долота по направляющим винтовым канавкам производилось расчетным методом по схеме взаимодействия сил.

Согласно проведенным расчетам, для поворота лопастей неизвлекаемого долота с убираемыми из рабочей зоны лопастями необходимо давление порядка 137 165,6 Па, а усилие, необходимое для поворота шести стальных лопастей долота-башмака по направляющим винтовым канавкам в 150 раз меньше, чем у подобных конструкций долот. Это позволяет сделать вывод о высокой управляемости и работоспособности неизвлекаемого долота-башмака, что в свою очередь обеспечивает технологичность и снижает затраты технологии бурения на обсадной колонне.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Долото-башмак: пат. 192852 Рос. Федерация / Хузина Л.Б., Гимазтдинова Э.А., Хузин Б.А.; заявитель и патентообладатель Государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Альметьевский государственный нефтяной институт»; заявл. 03.07.19 ; опубл. 03.10.2019
2. Khuzina L.B., Fazlieva R.I., Gimaztdinova E.A. Torque Reduction while Drilling With Casing // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science International science and technology conference "Earth science". - 2019. - Vol. 272. - Art. no. 022043. - DOI: 10.1088/1755-1315/272/2/022043
3. Хузина Л.Б., Гимазтдинова Э.А., Габзалилова А.Х. Долото-башмак для бурения на обсадной колонне // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2020. № 1. С. 10-12.
4. Гимазтдинова Э.А. - О факторах, влияющих на качество крепления нефтяных скважин // Ученые записки Альметьевского государственного нефтяного института. 2018. Т. 17. С.114-118.

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ЗАКАЧКИ НЕФТЯНЫХ ШЛАМОВ В ОТРАБОТАННЫЕ ПЛАСТЫ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Глум Т.П.

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Ключевые слова: добыча нефти, нефтяной шлам, захоронение отходов, месторождение углеводородов, математические моделирование

Введение. Работа является одним из этапов написания магистерской диссертации, посвящённой теме захоронения отходов переработки нефти в отработанных пластах. Одной из проблем разработки системы закачки шлама в пласт является его взаимодействие с коллектором.

Основная часть. В ходе выполнения работы был написан скрипт MATLAB. Он позволяет построить график, оценивающую приемистость пласта в начале процесса закачки. Расчёт учитывает давление закачки, диаметр скважины, некоторые фильтрационные свойства породы. График зависимости давления от дебита скважины представлен на рисунке 1.

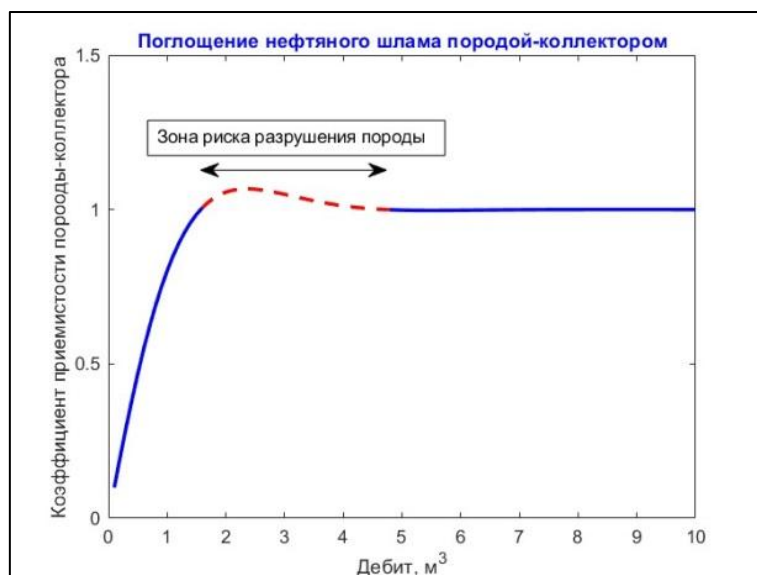


Рисунок 1 — Приемистость пласта хранения

Заключение. Из модели видно, что одной из проблем системы закачки является риск разрушения породы-коллектора при начале нагнетания. Это вызвано как реологическими свойствами шлама, так и особенностями физико-механических породы. Затем график выравнивается и сохраняется на стабильном уровне (справедливо для начальной фазы закачки в пласт).

Благодарности. Автор выражает благодарность научному руководителю, доценту кафедры РиЭНГМ Деньгаеву Алексею Викторовичу, за поддержку в научной работе.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. В ХМАО Роснефть применила инновационный метод утилизации отходов бурения путем их обратной закачки в пласт - Дата обращения 19.10.2022 – Режим доступа: свободный – URL: neftegaz.ru/news/drill/207049
2. Середина, Т.В., О.С. Семисотова и Е.Е. Штунь, 2015. Технология обратной закачки шлама в пласт как экологический метод утилизации буровых отходов на шельфе Северного Каспия. Геология, география и глобальная энергия, 4.

НОВЫЕ РЕЦЕПТУРЫ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ В РАМКАХ ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЯ. ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ В РФ И РБ. СНИЖЕНИЕ ЗАТРАТ. ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ

*Горбачёв М.С.
РУП «ПО «Белоруснефть»*

Ключевые слова: химические реагенты, разработка рецептов, технологические решения, импортозамещение, проблематика, опыт применения в РФ и РБ, снижение затрат, перспективы развития.

На сегодняшний день в республиканском унитарном предприятии «Производственное объединение «Белоруснефть» существует сервис по буровым растворам Тампонажного управления.

Одним из основных направлений производственной деятельности РУП «ПО «Белоруснефть» является оказание услуг по сервисному сопровождению буровых растворов на территории Республики Беларусь и Российской Федерации. Описаны направления деятельности в области буровых растворов, задачи сервиса по буровым растворам, типы растворов для каждого интервала бурения, критерии выбора систем бурового раствора.

В период 2021-2022г в РУП «ПО «Белоруснефть» появились новые типы буровых растворов, в том числе разработанные в рамках импортозамещения. За период 2021-2022 г в Российской Федерации были успешно испытаны и внедрены ряд рецептов буровых растворов.

В условиях импортозамещения проведена работа по подбору рецептов буровых растворов с частичным замещением импортных химреагентов на аналоги белорусского и российского производства. Это и поиск производителей и поставщиков необходимых химреагентов, входной контроль качества, отработка в условиях лаборатории рецептов и совместимости реагентов, проведение тендерных закупок, доставка в регион работ и множество сопутствующих вопросов. Описаны тенденции к снижению затрат и экономии средств предприятия.

Мы не останавливаемся, развиваемся по всем направлениям, улучшая качество буровых растворов на водной основе, а также на углеводородной основе (РУО).

ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ АЧИМОВСКОЙ ТОЛЩИ НА ТЕРРИТОРИИ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Горпинченко А.Н.¹, Жарикова Н.Х.², Садыкова И.Р.²

¹ООО «Газпром персонал» проект «Ачим Деведопмент»

²ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский горный университет»

Ключевые слова: ачимовские отложения; современная стадия изучения отложений; перспективность ачимовского комплекса; прогноз перспективности залежей; теория осадочно-миграционного образования; формирование скоплений УВ; зона рифтов.

Ачимовская толща в северных районах Западной Сибири, как представляется на современной стадии её изучения, является одним из важнейших источников прироста запасов углеводородного сырья на территории Ямало-Ненецкого автономного округа. Однако вопрос о перспективности ачимовского комплекса не может рассматриваться в отдельности от проблемы выявления дальнейших перспектив нефтегазоносности данного региона в целом. Её позитивное решение зависит, во-первых, от достоверного определения ареалов активного нефтегазообразования и, во-вторых, от точности прогноза перспективных резервуаров и ловушек УВ [1].

Используемая в настоящее время теория осадочно-миграционного образования углеводородов не объясняет многих закономерностей размещения их скоплений, выявленных в конкретных нефтегазоносных бассейнах. С одной стороны, это наличие поясов нефтегазонакопления и залежей УВ в тех комплексах, где присутствие нефтегазоматеринских пород однозначно не устанавливается. С другой стороны, скопления УВ и даже нефтегазопроявления отсутствуют в тех отложениях и перспективных комплексах, где условия для образования залежей углеводородов согласно данной теории являлись оптимальными [2].

Эта теория базируется на региональных закономерностях изменения пластовых температур в недрах конкретного бассейна и содержании органического вещества в нефтегазоматеринских толщах и не объясняет локализованного размещения скоплений УВ. В этом плане весьма конструктивной является теория литосферных плит или геодинамической эволюции литосферы Земли, позволяющая увязать в единую систему большинство геологических процессов, как тектонических, так и флюидодинамических, связанных с формированием скоплений УВ в верхних слоях литосферы. Анализ размещения залежей УВ в Западно-Сибирском регионе свидетельствует о закономерной приуроченности их к зонам рифтов, определяющих конституционные черты строения и развития этого бассейна [3].

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Нежданов А.Л. [и др.] Геология и нефтегазоносность ачимовской толщи Западной Сибири. – М.: Изд-во Академии горных наук, 2000. – 247 с.
2. Жарикова Н.Х., Горпинченко А.Н. Особенности геологического строения ачимовских отложений на примере Приобского нефтяного месторождения // НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – 2022. – № 2. – С. 104-121.
3. Горпинченко А.Н., Жарикова Н.Х., Савенок О.В. Анализ геологических зональных закономерностей строения ачимовских комплексов // Новейшие технологии освоения месторождений углеводородного сырья и обеспечение безопасности экосистем Каспийского шельфа: материалы XIII Международной научно-практической конференции (12-13 октября 2022 года, г. Астрахань). – Астрахань: Издательство Астраханского государственного технического университета, 2022. – С. 312-317.

ПРОВЕДЕНИЕ ИССЛЕДОВАНИЙ ПО ИЗМЕРЕНИЮ СКОРОСТИ КОРРОЗИИ В СИСТЕМЕ СБОРА ГАЗА ПЕСЦОВОЙ ПЛОЩАДИ УРЕНГОЙСКОГО НГКМ

Горпинченко А.Н.¹, Жарикова Н.Х.², Самойлов М.И.²

¹ООО «Газпром персонал» проект «Ачим Деведопмент»

²ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский горный университет»

Ключевые слова: коррозионная агрессивность среды; скорость коррозии; методы коррозионного мониторинга; противокоррозионные мероприятия; фоновая скорость коррозии.

Основным показателем агрессивности сред и устойчивости материалов к коррозии является скорость коррозии, в связи с чем величина скорости коррозии является одним из основных критериев при анализе коррозионной агрессивности и выборе методов коррозионного мониторинга и противокоррозионных мероприятий. Для определения степени коррозионной агрессивности добываемых сред сформирован Календарный график монтажа / демонтажа узлов контроля коррозии на газовом промысле № 16 Песцовой площади Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения, согласно которому проводится измерение скорости коррозии в контрольных точках трубопровода обвязки скважин. Полученная фоновая скорость коррозии позволяет проводить оценку коррозионной агрессивности добываемой среды, а также оперативно планировать противокоррозионные мероприятия [1].

Измерение скорости коррозии производится гравиметрическим методом, т.е. по потере массы образцов свидетелей коррозии (ОСК). ОСК изготавливаются из металла, применяемого при изготовлении трубопровода – стали марки 09Г2С, общей площадью не менее 25 см² в соответствии с ГОСТ 9.905-2007 «Единая система защиты от коррозии и старения. Методы коррозионных испытаний. Общие требования» (пункт 5.4).

Для измерений скорости коррозии применяются 2 вида узлов контроля коррозии: межфланцевый узел контроля коррозии с установкой ОСК заподлицо со стенкой трубопровода и гравиметрическая кассета с цилиндрическими ОСК [2].

Узел контроля коррозии межфланцевого типа устанавливается в первую фланцевую пару после фонтанной арматуры скважины перед задвижкой, гравиметрическая кассета – в фитинг трубопровода под термокарман, располагающийся сверху трубопровода перед первой фланцевой парой. В связи с особенностями фитинга под термокарман (наличие сварочного валика на внутренней поверхности фитинга, наклон вплотную расположенного фитинга к вертикальному участку трубопровода от фонтанной арматуры) монтаж кассеты возможен не на всех скважинах. При этом в обвязке скважин газового промысла № 16 Западно-Песцовой площади Уренгойского месторождения (куст газовых скважин №№ 1640, 1644, 1645 и 1646) первая после фонтанной арматуры фланцевая пара имеет другой типоразмер фланцевого соединения. Проведены работы по доработке узла контроля коррозии межфланцевого типа для установки во фланцевое соединение этих скважин.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Савенок О.В., Горпинченко А.Н. Особенности эксплуатации нефтяных и газовых скважин в условиях высокой коррозионной агрессии // НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – 2022. – № 2. – С. 155-170.
2. Савенок О.В., Горпинченко А.Н., Порывкин П.П. Анализ коррозионно-механических разрушений конструкционных материалов нефтегазопромыслового оборудования // НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – 2022. – № 3. – С. 133-147.

АНАЛИЗ ПРОБЛЕМ НА НАЧАЛЬНОМ ЭТАПЕ РАЗРАБОТКИ 2 УЧАСТКА УРЕНГОЙСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Горпинченко А.Н.¹, Савенок О.В.², Порывкин П.П.², Шелухов Г.В.², Перепелкин А.И.²

¹ООО «Газпром персонал» проект «Ачим Деведопмент»

²ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский горный университет»

Ключевые слова: низкие коллекторские свойства пласта; условия проводки скважин; фильтрат бурового раствора; сохранение фильтрационных характеристик; призабойная зона скважины; первичное и вторичное вскрытие пластов; проводка субгоризонтальных стволов.

Анализ причин невыхода скважин на проектный эксплуатационный режим работы характеризуется низкими коллекторскими свойствами пласта и несоответствием качества растворов, применяемых при строительстве, техническим и геологическим условиям проводки скважин [1]. Изначально невысокие коллекторские свойства ачимовских отложений возможно усугубляются тем, что ПЗП забивается частицами твёрдой фазы и фильтратом бурового глинистого раствора.

Для сохранения фильтрационных характеристик призабойной зоны скважин специалисты [2] отмечают необходимость строгого соблюдения технологии первичного и вторичного вскрытия продуктивных пластов. Высокая скорость бурения (как следствие утяжеление промывочной жидкости частицами шлама и возрастание репрессии на пласт) и быстрый спуск бурильного инструмента в скважину (создаётся дополнительная репрессия на продуктивные пласты) способствуют дополнительному проникновению фильтрата бурового раствора и глинистых частиц в поровое пространство породы-коллектора, что снижает её фильтрационную характеристику. Для сохранения коллекторских свойств пласта предлагается провести бурение субгоризонтальной скважины в интервале ачимовских отложений на нефилтующемся буровом растворе без твёрдой фазы. При получении положительного эффекта можно внести соответствующие коррективы в проекты бурения на остальные скважины.

Помимо ухудшения коллекторских свойств пласта в процессе бурения возникли чисто технические проблемы при проводке субгоризонтальных стволов. Нередко в процессе бурения происходит нарушение стенок ствола скважины, образование каверн, наработка желобов с последующими осложнениями с буровым инструментом. Также нередко происходит поглощение глинистого раствора при вскрытии продуктивных пластов. Выходом может служить изменение профиля скважины на S-образный. При этом сокращается время проходки продуктивной части разреза и значит время, когда глинистый раствор воздействует на ПЗП. Кроме того, становится более предсказуем ГРП. При этом снимается проблема проведения повторной перфорации и глубинных исследований ($P_{заб}$ и $P_{пл}$) канатно-проволочной техникой в субгоризонтальном участке ствола.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Программа исследовательских работ в течение опытно-промышленной эксплуатации второго участка ачимовских отложений. Анализ текущего состояния разработки на 01.07.2010 г.: отчёт о НИР / ООО «ТюменНИИгипрогаз»; рук. Мискевич В.Е., исп.: Николаев Н.Н. и др. – Тюмень, 2010. – 157 с. (ООО «Газпром добыча Уренгой»).
2. Паникаровский Е.В., Паникаровский В.В. Методы восстановления фильтрационных характеристик пород-коллекторов. – Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2010. – 104 с.

НОВЫЕ ПРИБЛИЖЕННЫЕ ЦИФРОВЫЕ МОДЕЛИ ПРИТОКА ВОДЫ, НЕФТИ И ГАЗА К СКВАЖИНЕ

Григулецкий В.Г.

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

Ключевые слова: течение, фильтрация, вода, нефть, газ, минимальный дебит, минимальное давление, максимальное давление, максимальный дебит, опыт, эксперимент, мощность пласта, продуктивный пласт, скважина, начальные условия, обыкновенные дифференциальные уравнения.

Представлен краткий анализ известных зависимостей, определяющих суммарный приток жидкости ($Q_{ж}$) и газа ($Q_{г}$) к скважине при радиальном течении:

$$Q_{ж} = \left(\frac{2\pi kh}{\mu} \right) \left[\frac{(p_e - p_{СКВ})}{\ln(r_e) - \ln(r_{СКВ})} \right],$$

$$Q_{г} = \left(\frac{\pi kh \gamma_0}{\mu} \right) \left[\frac{(p_e^2 - p_{СКВ}^2)}{\ln(r_e) - \ln(r_{СКВ})} \right],$$

установленные на основе закона сохранения массы, закона движущих сил и закона фильтрации в форме Дарси, которые содержат два важных параметра, – радиус контура питания (r_e) и давление на контуре питания (p_e), значения которых являются неопределенными; имеются рекомендации (М. Маскет и др.), что расстояние r_e является совершенно произвольным, его следует принимать от центра скважины до такой точки, где есть все основания получить вполне обоснованные величины давления p_e ; приведены рассуждения проф. Н.Е. Жуковского (отец русской авиации), который еще в 1888 г. отмечал недостатки учения о радиусе влияния, основанном на законе фильтрации в форме Дарси. Вместо известных соотношений предлагаются новые математические модели в виде системы обыкновенных дифференциальных уравнений:

$$\begin{cases} \frac{dQ_{в}}{dt} = m_1(Q_{в\min} + Q_{в})(Q_{в\max} - Q_{в})Q_{н}Q_{г}, \\ \frac{dQ_{н}}{dt} = m_2(Q_{н\min} + Q_{н})(Q_{н\max} - Q_{н})Q_{в}Q_{г}, \\ \frac{dQ_{г}}{dt} = m_3(Q_{г\min} + Q_{г})(Q_{г\max} - Q_{г})Q_{н}Q_{в}, \end{cases}$$

$m_1, m_2, m_3, Q_{в\min}, Q_{в\max}, Q_{н\min}, Q_{н\max}, Q_{г\min}, Q_{г\max}$ – постоянные, определяемые по фактическим данным; тип уравнений установлен на основе результатов экспериментов при исследовании притока жидкости и газа к реальным скважинам и опытов известных исследователей (И.П. Москальков, Д.С. Вилькер, R.D. Wyckoff, H.G. Botset, M. Muskat, M.W. Meres). Рассмотрены примеры расчетов, показывающие хорошее соответствие опытных и расчетных (прогнозных) значений дебита (давления) воды, нефти и газа, и свидетельствующие об адекватности новой математической модели для разных процессов течения воды, нефти и газа в природных резервуарах.

САМОВОССТАНАВЛИВАЮЩИЕСЯ ЦЕМЕНТНЫЕ СИСТЕМЫ КАК ПРЕВЕНТИВНАЯ МЕРА ПРОТИВ ВОЗНИКНОВЕНИЯ МКД В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ И ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

*Губжоков В.Б., Куцев А.Ю., Воронин А.А., Лившичев И.Ю.
ООО «НЕФТЕСЕРВИС»*

Ключевые слова: межколонные давления (МКД), самовосстанавливающиеся цементы, инновационные решения, цементирование скважин

Образованию и нарастанию МКД в скважинах могут способствовать изменения в цементном камне, происходящие под воздействием механических (физических) и физико-химических процессов, протекающих при испытании скважин, разработке и эксплуатации месторождений, а также геологические особенности месторождений, наличие тектонических нарушений, аномально высокие пластовые давления.

Наиболее частыми причинами образования проводящих каналов в заколонном пространстве (ЗКП) и межколонном пространстве (МКП) является нарушение целостности цементного кольца как в процессе бурения, так и в процессе дальнейшей эксплуатации скважин.

Известно, что в процессе цементирования обсадных колонн скважины с риском образования каналов в цементном кольце, необходимо использовать специальные добавки препятствующие миграции газа-флюида через цементный раствор в момент переходного периода - формирования геля. К ним относятся: газоблокирующие добавки и добавки создающие барьер за счет генерации газа. Кроме того, эффективной мерой является сокращение времени переходного периода-формирования геля. Но зачастую этих мер недостаточно для предотвращения возникновения МКД в процессе строительства и эксплуатации скважины.

Наиболее эффективной мерой предупреждения возникновения МКД является использование инновационных технологий, в частности тампонажных материалов способных к восстановлению нарушения целостности цементного камня за счет создания барьера на границе контакта цементного камня и пластового флюида. Формированию такого барьера в матрице цементного камня способствует материал, вступающий в реакцию с пластовым флюидом и образующий герметизирующий гель (рис. 1).

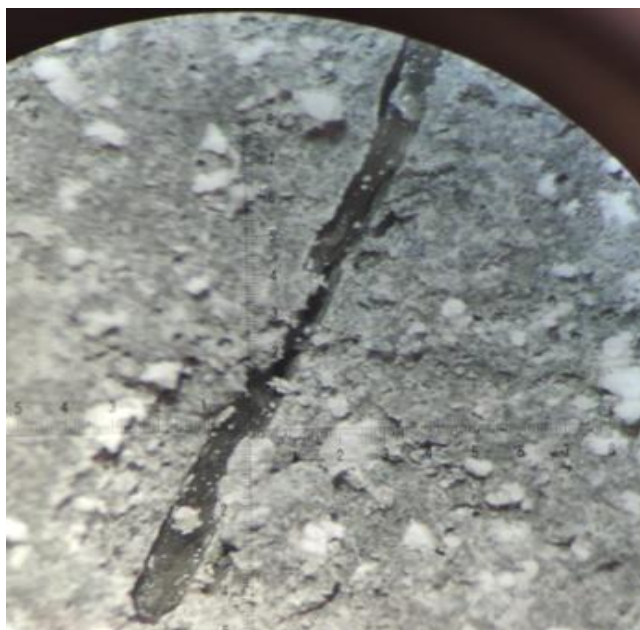


Рис.1 - Канал, заполненный высокопрочным гелем

Цементирование скважин цементами, способным к самовосстановлению в случае нарушения целостности цементного камня, является превентивной мерой ликвидации МКД, что влечет за собой значительные экономические выгоды за счет исключения простоя скважины, затрат на геофизические исследования и ремонтные работы по ликвидации МКД, которые зачастую оказываются неэффективными.

Вышеописанная инновационная самовосстанавливающаяся цементная система от российского производителя успешно прошла лабораторные испытания и подтвердила свои свойства в лабораториях ООО «НОВАТЭК Научно-технический центр» и НОЦ «Газпром нефть – ИТМО». На сегодняшний день осуществляется процедура патентования новейшей отечественной технологии. Опытно-промышленные испытания уже успешно проведены на месторождениях Западной Сибири и Среднего Урала, а в данный момент проходят на Ямале и Заполярье.

**ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ГРАНИЦ
РЕГУЛИРОВАНИЯ ПАРАМЕТРОВ ПРИ БУРЕНИИ МОРСКИХ СКВАЖИНЫ
АНАЛИЗ ПРИНЦИПОВ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ В АНТАРКТИДЕ
(СОГЛАСНО ПРОТОКОЛУ ПО ОХРАНЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ К ДОГОВОРУ
ОБ АНТАРКТИКЕ)**

**ANALYSIS OF ACTIVITIES IN ANTARCTICA (UNDER THE PROTOCOL ON
ENVIRONMENTAL PROTECTION TO THE ANTARCTIC TREATY)**

Данилов А.С., Семенова А.И.

Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург

Danilov A.S., Semenova A.I.

Saint-Petersburg Mining University, Saint-Petersburg

Ключевые слова: Антарктида, оценка воздействия на окружающую среду, климат, комиссия АНТКОМ.

Оценивая систему договора об Антарктике, можно сделать вывод, что на текущее время сформирована довольно цельная система компетентных органов, которая занимается регулированием деятельности на территории Антарктиды. Комитет по охране окружающей среды (КООС), Консультативное совещание по Договору об Антарктике (КСДА), Научный комитет по антарктическим исследованиям (СКАР), Научный комитет Комиссии по сохранению морских живых ресурсов Антарктики (АНТКОМ) и Совет управления национальных антарктических программ (КОМНАП), а также представители Сторон Договора об Антарктике в рамках проведения ежегодных совещаний разработали довольно структурированную систему требований к проведению деятельности на данной территории. Процедура проведения ежегодных консультативных совещаний и в дальнейшем будет способствовать развитию научной деятельности на территории Антарктиды с минимальным ущербом уникальной природе.

Также тот факт, что отчетность о ведении деятельности на территории Антарктиды находится в открытом доступе, позволяет осуществлять процессы обмена информацией, а также повышает всеобщую осведомленность о текущем состоянии материка. Можно видеть, что все Стороны Договора заинтересованы в ведении международного диалога по вопросам различных видов деятельности.

В настоящее время продолжают вестись комплексные исследования по оценке роли и места Антарктики в глобальных климатических изменениях, оценке водных биологических ресурсов Антарктики, проведения научных геолого-геофизических исследований минеральных и углеводородных ресурсов районов Антарктиды и омывающих ее морей, охране окружающей среды Антарктики, модернизации и реорганизации экспедиционной инфраструктуры в этом регионе.

Поскольку Антарктида обладает огромным ресурсным потенциалом, Российская Федерация должна продолжать реализовывать свои национальные интересы в Антарктике за счет продолжения научных исследований биологических, минеральных, углеводородных, пресноводных и других ресурсов Антарктики, создания и эксплуатации наземной инфраструктуры в антарктическом регионе, использования существующей базовой российской инфраструктуры с ее поэтапной модернизацией и перестройкой, а также охраны окружающей среды Антарктики.

Исследование выполнено с помощью субсидии на выполнение Государственного задания в сфере научной деятельности на 2022 г. № FSRW-2021-0011.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Договор об Антарктике №5778 // URL:https://www.un.org/ru/documents/decl_conv/conventions/pdf/antarctic.pdf (дата обращения: 22.08.2022).

ЩАДЯЩЕЕ ГЛУШЕНИЕ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН ПОСЛЕ МНОГОСТАДИЙНОГО ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА

Двойников М.В., Минаев Я.Д.

Санкт-Петербургский горный университет

Ключевые слова: бурение с регулируемым давлением; заканчивание; гидроразрыв пласта; сохранение фильтрационно-емкостных свойств; жидкий пакер; методы увеличения притока.

Заканчивание газовых и газоконденсатных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта (МГРП) осложнено необходимостью спуска комплекта подземного оборудования (КПО) после отработки скважины на факел для выноса проппанта, так как в противном случае оборудование подвергается сильному износу. Для недопущения загрязнения продуктивного пласта вследствие глушения для установки КПО производится спуск пакер-пробки под давлением на гибких насосно-компрессорных трубах (ГНКТ) [1]. Над пакер-пробкой создаётся избыточное давление в соответствии с правилами нефтяной и газовой промышленности.

К сожалению, установка пакер-пробки не всегда является возможной по технологическим причинам. В связи с этим актуальна разработка технологии глушения газовых скважин после МГРП с минимальным повреждением продуктивного пласта [2].

Для решения этой проблемы необходима разработка блокирующих растворов для изоляции продуктивного горизонта, составов жидкого пакера для отсечения горизонтального участка ствола ниже уровня подвески хвостовика. Также необходим тонкий контроль забойного давления в скважине с целью недопущения проникновения технологических жидкостей в пласт. Для этого следует использовать специальное программное обеспечение для контроля операций в режиме реального времени и оборудование для бурения на регулируемом давлении.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Bowling J. и др. Underbalanced perforation and completion of a long horizontal well: A case history // IADC/SPE Manag. Press. Drill. Underbalanced Oper. Conf. Exhib. 2007. 2007. С. 77–87.
2. Разработка технологии освоения газовых и газоконденсатных скважин на регулируемом давлении / М. В. Двойников, Н. Ю. Кузнецова, Я. Д. Минаев, Е. В. Крюков // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2022. – № 1. – С. 23-29. – EDN JEGSIW.

ПУТИ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ СЕРВИСНЫХ КОМПАНИЙ ПО БУРОВЫМ РАСТВОРАМ

Дегесов Д.В., Бармин А.В.
ООО «Оверал Сервис», Пермь

Ключевые слова: бурение скважин, аудит буровых растворов, повышение качества строительства скважин, контроль параметров, снижение аварийности.

В настоящее время большинство нефтяных компаний при строительстве скважин для обеспечения промывки скважин привлекает сторонние сервисные организации, которые на основании технического задания и других технических документов формируют программы промывки скважин и сопровождают процесс их строительства. При этом качество строительства скважин и связанная с этим аварийность слабо контролируются со стороны заказчика. Большое количество параметров бурового раствора [1,2], большое количество реагентов, сложное прогнозирование, трудоемкое и длительное проведение замеров затрудняет контроль за работой подрядчиков по буровым растворам со стороны полевых супервайзеров.

В последнее время для контроля за качеством сервисных работ по промывке скважин все чаще привлекаются специализированные подрядные организации. Это позволяет заказчику повысить инженерный уровень контроля за организацией промывки скважин.

В докладе рассмотрены основные виды выявляемых нарушений и частота их выявления. Выделены области, в которых аудит наиболее эффективен и результативен. Также отмечены тенденции и закономерности в снижении аварийности.

Отдельно рассмотрены вопросы, касающиеся качества реагентов для приготовления буровых растворов и организация контроля их качества [3]. Проанализированы основные тенденции выявляемых несоответствий.

Правильное использование аудита буровых растворов, как инструмента контроля, корректировки промывки скважин и профилактики осложнений при строительстве скважин показывает свою эффективность и позволяет снизить аварийность при бурении.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. ГОСТ 33213-2014 (ISO 10414-1:2008) Контроль параметров буровых растворов в промышленных условиях. Растворы на водной основе - М.: Стандартинформ, 2016 год
2. ГОСТ 33697-2015 (ISO 10414-2:2011) Растворы буровые на углеводородной основе. Контроль параметров в промышленных условиях - М.: Стандартинформ, 2016 год
3. ГОСТ Р 56946-2016 (ИСО 13500:2008) Нефтяная и газовая промышленность. Материалы буровых растворов. Технические условия и испытания - М.: Стандартинформ, 2016 год

ЛИКВИДАЦИЯ ПРИХВАТОВ КАК ОДИН ИЗ СПОСОБОВ СНИЖЕНИЯ АВАРИЙНОСТИ ПРИ БУРЕНИИ

Денисов В.В.¹, Иванова Т.Н.^{1,2}

¹ФГБОУ ВО «Удмуртский государственный университет»,

² Чайковский филиал ФГАОУ ВО «Пермский национальный исследовательский
политехнический университет»

Ключевые слова: бурение, скважина, обсадная колонна, прихваты, ликвидация прихватов.

Заканчивание скважин включает в себя ее крепление, спуск и цементирование обсадных колонн. Однако не во всех случаях технологические операции по спуску обсадных колонн проходят без осложнений. Основным осложнением при спуске обсадных колонн (ОК) является ее непроходимость по стволу скважины и как результат ее недопуск. Основной причиной возникновения посадок, затяжек и прихватов являются наличие большого количества глинистых минералов, несоответствие свойств и состава буровой промывочной жидкости, а также режима промывки геолого-техническим условиям вскрытия пласта. Прихват – наиболее распространенный и серьезный вид осложнения при проводке скважины. Ликвидация прихвата требует значительных затрат времени и финансовых средств.

В качестве причин возникновения дифференциальных прихватов на месторождениях Удмуртии выделяется наличие проницаемых пластов: песчаник, трещиноватый известняк; репрессия; фильтрационная корка; контакт колонны со стенкой скважины; неподвижное состояние колонны; время без движения колонны и прижимающая сила. По каждой причине предлагаем рекомендации по снижению прихватов, например, добавления кольматанта с подобранными размерами частиц, снижающего фильтрацию и проникновение бурового раствора или обработку пластов мелом (CaCO₃, мраморной крошкой).

Для уменьшения опасности прихвата от перепада давления подбирается плотность бурового раствора и компоновку низа бурильной колонны.

Выявленные причины возникновения прихватов вследствие образования уступов и сужения ствола скважины, позволили в проницаемых породах снизить водоотдачу бурового раствора известными реагентами за счет поддержания минимально возможной плотности бурового раствора. А при возникновении посадок (затяжек) более 5 тонн от транспортного веса при бурении наклонно-направленной скважины, при бурении вертикальной скважины от собственного веса, предлагается приостановить спуск (подъем) бурильного инструмента, поднять (опустить) его на длину 15-20 метров, проработать опасный интервал, что позволит добиться не только свободного хождения компоновки, но продолжить спуск (подъем) бурильного инструмента.

При заклинивании бурильной колонны возникает образование желоба. Для избежания желобообразования предлагается сократить продолжительность бурения скважин и непроизводительное время, применить более производительные долота, исключить непроизводительные рейсы бурильной колонны. В интервале желобов подъем бурильной колонны производить на 1-й (пониженной) скорости.

Придерживаясь указанных мероприятий, строительство наклонно-направленных, горизонтальных скважин или скважин сложного профиля, будет более качественным и менее затратным как в финансовом плане, так и в сроках строительства.

РАЗРАБОТКА ВЫСОКОСКОРОСТНОЙ СИСТЕМЫ ПЕРЕДАЧИ ДАННЫХ ПРИ УПРАВЛЕНИИ ТРАЕКТОРИЕЙ СТВОЛА СКВАЖИНЫ В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ

Дерендяев В.В., Мелехин А.А., Чернышов С.Е.

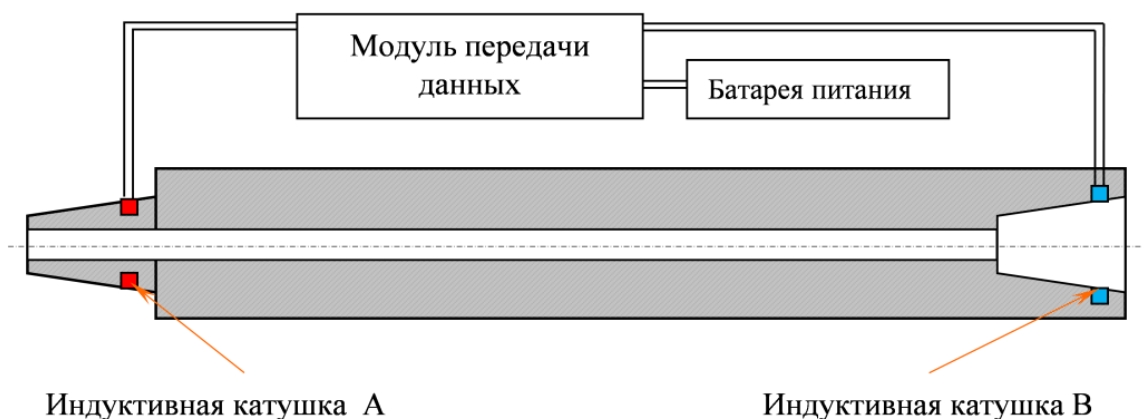
Пермский национальный исследовательский политехнический университет, г. Пермь, Россия

Ключевые слова: высокоскоростной канал связи, телеметрическая система, контроль траектории ствола скважины при бурении, трудноизвлекаемые запасы.

В настоящее время наблюдается тенденция увеличения доли трудноизвлекаемых запасов, в связи с чем бурение вертикальных скважин становится малоэффективным. Возникает острая потребность в строительстве наклонно-направленных скважин со значительным горизонтальным участком.

Обеспечение точной проводки горизонтальных скважин по плановой траектории является одной из приоритетных задач. При этом возникает необходимость в высокоскоростном обмене данных забойной системы с оборудованием, расположенным на устье скважин, в режиме реального времени, поскольку существует огромный разрыв между объемом данных, фиксируемых внутрискважинными датчиками, и скоростью, с которой эти данные могут передаваться [1].

Для создания высокоскоростного, двухстороннего канала связи за мониторингом траектории ствола скважины специалистами ПНИПУ, ЗАО «СКБ» и ПАО «Мотовилихинские заводы» начата разработка системы передачи данных с кабельным каналом, проложенным в стенках бурильных труб. Система передачи информации о пространственном расположении ствола скважины на расстояние представляет собой колонну стыкующихся бурильных труб, с проложенным в ее стенке медным кабелем. На концах трубы в муфтовой и ниппельной частях располагаются индуктивные катушки, предназначенные для передачи данных от одной трубы к другой посредством возбуждения электромагнитной индукции. При возбуждении индукции на одной катушке, она передается на другую и регистрируется модулем передачи данных.



СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Gooneratne C.P., Li B., Deffenbaugh M., Moellendick T. History of Technology evolution in drilling, Instruments, Measurement Principles and Communication Technologies for Downhole Drilling Environments, Springer Nature Switzerland AG, Cham (2019), p. 130.

ВЛИЯНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА

Диенг А., Хижняк Г.П.

Пермский национальный исследовательский политехнический университет

Ключевые слова: гидроразрыв, нефтеотдача пласта, карбонатные коллекторы, регрессионный анализ.

Метод гидроразрыва пласта широко применяется для увеличения продуктивности скважин. К сожалению, полученные на практике результаты не всегда соответствуют предварительным расчетам и не достигают плановых дебитов нефти.

На примере одного из месторождений Пермского края предложен метод, позволяющий по значениям технологических параметров продуктивных отложений методами математической статистики оценить начальный дебит нефти после гидроразрыва. Объектом исследования послужили карбонатные пласты К и Пд. Имеются данные о начальном дебите нефти (Q_n) после ГРП и нескольких технологических параметрах по 12 скважинам. В качестве технологических параметров, влияющих на эффективность ГРП, приняты обводненность до ГРП (K_v), пластовое давление до ГРП ($P_{пл}$), удельный расход пропанта (q_P), расчлененность (K_p), давление смыкания на забое ($P_{сз}$) и дебит жидкости до ГРП ($Q_ж$).

Получено хорошее соответствие модельных и практических результатов, среднее относительное отклонение составило 8,86%.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Фархутдинова М.Х. Анализ влияния геолого-технологических параметров скважин и процесса гидравлического разрыва пласта на его эффективность [Электронный ресурс] // Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. 2014. No 3. С. 33-48. URL: <http://www.ogbus.ru>
2. Диенг А., Хижняк Г.П. Прогноз эффективности гидравлического разрыва пласта по геологическим показателям // Нефтепромысловое дело. 2023. - № 1.
3. Диенг А., Хижняк Г.П. Анализ эффективности гидроразрыва пласта на примере одного из месторождений Пермского края // Инновационные исследования: Опыт, проблемы внедрения результатов и пути решения: сборник статей Национальной (Всероссийской) научно-практической конференции с международным участием (22 октября 2022 г, г. Киров). - Уфа: OMEGA SCIENCE, 2022. – С. 240-244 (электронная версия – на сайте <https://osrussia.com>)
4. Davis J.C. 2002 Статистика и анализ данных в геологии John Wiley & Sons 3rd ed. 656 с.

ГЛУШЕНИЕ МОРСКИХ СКВАЖИН

*Дурягин В. Н., Онегов Н. А., Шамсутдинова Г. Т., Лиманов М. Н.
Санкт-Петербургский горный университет*

Ключевые слова: жидкости глушения, шельф, аномально высокое пластовое давление, аномально низкое пластовое давление, ликвидация газонефтеводопроявлений.

Разработка морских месторождений является перспективным направлением развития топливно-энергетического комплекса России благодаря значительными запасами, сосредоточенными на арктическом шельфе, – около 10 миллиардов тонн нефтяного эквивалента [1]. В связи с этим возрастает актуальность темы ремонта морских скважин и, как следствие, их глушения. Объектом исследования является глушения скважин на шельфе, предметом – особенности данного процесса применительно к осложненным условиям добычи (аномально низкое и высокое пластовые давления) и проведения работ. Задачи исследования включали в себя анализ особенностей глушения морских скважин, осложненных аномально высоким и низким пластовыми давлениями, исследование применения морской воды в качестве жидкости глушения и обзор способа ликвидации газонефтеводопроявлений через разгрузочную скважину.

В ходе проведения данного исследования были рассмотрены особенности глушения скважин, осложненных аномально высоким пластовым давлением, была составлена палетка применимости различных жидкостей глушения [2]. Также были исследованы условия подготовки морской воды перед закачкой в скважину. Далее были рассмотрены способы борьбы с поглощениями при глушении скважин, осложненных аномально низким пластовым давлением: снижение плотности технологической жидкости, повышение вязкости жидкости, образование временной малопроницаемой фильтрационной корки. Также был приведен обзор глушения фонтанирующей морской скважины через разгрузочную, были приведены исторические примеры применения различных жидкостей глушения в подобных ситуациях.

Были сделаны следующие выводы. 1. При глушении морских скважин следует стремиться к минимальному загрязнению призабойной зоны в связи с ограниченным количеством скважин, для достижения подобного результата возможно использование специальных добавок. 2. Все способы борьбы с поглощениями при глушении скважин имеют свои преимущества и недостатки, однако наименьшее загрязнение призабойной зоны пласта достигается при снижении плотности жидкости глушения. 3. В случае неконтролируемого выброса применение разгрузочной скважины является наиболее безопасным.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Экономическая оценка углеводородной сырьевой базы арктического шельфа России / В. И. Назаров, Г. А. Григорьев, О. С. Краснов, Л. В. Медведева // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2021. Т. 16. № 1.
2. Технологические жидкости, применяемые для глушения эксплуатационных скважин, осложненных аномально высокими пластовыми давлениями / Д. В. Мардашов, В. Н. Дурягин, М. Н. Лиманов, Н. А. Онегов // Деловой журнал Neftegaz.RU. 2022. № 7(127). С. 42-48.

НЕКОТОРЫЕ ОСОБЕННОСТИ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ СКВАЖИН С ПОВЫШЕННОЙ ПРОДУКТИВНОСТЬЮ НА ЯУНЛОРСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Еремина Н.В., Стасенко А.А., Черненко К.И.
Северо-Кавказский федеральный университет

Ключевые слова: пласт, высокодебитные скважины, месторождение.

Главная морфологическая особенность залежей углеводородов на большинстве месторождений Западной Сибири и большинстве других нефтегазоносных бассейнов мира заключается в чрезвычайно высокой степени локальности высокодебитных участков и мозаичном характере их пространственного распределения [1]. Такая особенность несомненно не случайна, а обусловлена некоторой физико-геологической природой их образования. Разгадка генетического механизма образования локальных очагов высокодебитных зон представляется очень актуальной, поскольку природа их образования предопределяет как методологию поиска, разведки и разработки залежей УВ в целом, так и весь набор методов и технологий их надежного картирования и освоения.

На пласте АС₇₋₈ Яунлорского нефтегазоконденсатного месторождения имеется 724 добывающих скважин, плотность сетки скважин здесь и на большинстве эксплуатационных объектов составляет 25 га/скв., размер залежи 23х14,7 км. Скважины расположены на территории всего месторождения. Скважин с наибольшей накопленной добычей (более 100 тыс. т.) имеется всего две. Это относительно небольшое количество по сравнению с прочими основными эксплуатационными объектами. Эти скважины расположены на западе центральной части месторождения.

На пласте АС₉₋₁₀ имеется 375 добывающих скважин. Которые расположены на северной и центральной части территории месторождения. Скважин с наибольшей накопленной добычей (более 125 тыс. т.) - 19, они расположены на северо-западе, севере и центральной части месторождения. На данном объекте находится большая часть высокодебитных скважин.

На пласте БС₂ имеется 18 добывающих скважин. Которые расположены на северо-западной части территории месторождения. Скважин с наибольшей накопленной добычей в диапазоне от 25 до 50 тыс. т. - 1 скважина и от 50 до 75 тыс. т. - 4 скважины.

На пласте БС₁₀ имеется 227 добывающих скважин. Которые расположены в северной центральной и южной части территории всего месторождения. Скважин с наибольшей накопленной добычей (более 125 тыс. т.) - 5, они расположены в основном в южной части.

На пластах БС₁₈₋₂₂ имеется 111 добывающих скважин. Которые расположены в северо-восточной части территории месторождения. Всего скважин с наибольшей накопленной добычей более 125 тыс. т. имеется 10. Второй объект по количеству высокопродуктивных скважин.

На пласте ЮС₂ имеется 38 добывающих скважин. Которые расположены в основном в северо-восточной части территории месторождения, на одной территории со скважинами объекта БС₁₈₋₂₂. Дебит наиболее продуктивных скважин – порядка 50 тыс. т.

Можно предположить, что локализация в наибольшем количестве скважин на северо-восточной структуре (Пильтанская площадь) связана с расположением их в зоне формирования антиклинали в результате геотектонических процессов и процессов формирования субвертикальных зон деструкции (СВД). Расположение зон СВД может стать одним из важных критериев для выбора объектов для проведения геолого-технологических мероприятий на Яунлорском месторождении углеводородов.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. В. М. Мегеря Поиск и разведка залежей углеводородов, контролируемых геосолитонной дегазацией земли, монография, Москва 2009

ТЕХНОЛОГИИ КОМПЛЕКСНОЙ ПЕРЕРАБОТКИ ПОПУТНЫХ ВОД ПРИ ДОБЫЧЕ НЕФТИ И ГАЗА

Зелинская Е.В.¹⁾, Шадрюнова И.В.²⁾, Каненкин Е.И.¹⁾, Полякова А.Н.¹⁾, Шаповалова Н.А.²⁾

¹⁾ ФГБОУ ВО «Иркутский национальный исследовательский технический университет»,

²⁾ ФГБУН «Институт проблем комплексного освоения недр имени академика Н.В. Мельникова РАН»

Ключевые слова: рассолы, извлечение ценных компонентов, отходы, воздействие на окружающую среду

Обоснована целесообразность, перспективность, эколого-экономическая эффективность вовлечения в промышленную переработку попутно вскрываемых при разработке ряда нефтяных и газовых месторождений и проявлений Сибирской платформы подземных соленых вод и рассолов с целью извлечения из них редких элементов с получением дополнительной товарной продукции.

При этом необходимо решение двух взаимосвязанных задач: снижения общей минерализации рассолов перед обратной их закачкой в подземные горизонты для уменьшения их негативного воздействия на подземную гидросферу и ландшафт, и извлечение промышленно-ценных компонентов с получением товарных продуктов, имеющих спрос на рынке сырьевых ресурсов.

В задачу исследования входила разработка принципиальной технологической схемы извлечения стронция и рубидия непосредственно из рассолов, обводняющих месторождения и вскрываемых разведочными и эксплуатационными скважинами.

На основании выполненных теоретических и экспериментальных исследований выявлены условия селективного извлечения щелочных и щелочно-земельных металлов из природных высококонцентрированных рассолов в процессе ионообменной сорбции и флотации. Разработаны принципиальные технологические схемы переработки подземных рассолов различного состава.

Использование результатов работы позволит при извлечении металлов из попутно вскрываемых подземных высокоминерализованных вод (рассолов) получать дополнительно хлориды металлов, использовать обессоленную воду для технологического водоснабжения, тем самым снизив водопотребление свежей природной воды, уменьшить минерализацию сбрасываемых вод примерно на 200 г/л и засоление прилегающих территорий, в том числе почвы и растительности, и тем самым улучшить экологическую обстановку в районе деятельности предприятий.

О МЕТОДИЧЕСКИХ ПОДХОДАХ МОДЕЛИРОВАНИЯ КИСЛОТНЫХ ОБРАБОТОК, ВКЛЮЧАЯ КОМПЛЕКСНЫЕ КИСЛОТНЫЕ СИСТЕМЫ С ОТКЛОНИТЕЛЯМИ ДЛЯ ПОСЛОЙНО-НЕОДНОРОДНЫХ КАРБОНАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ НА ПРИМЕРЕ БАШКИРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ПЕРМСКОГО КРАЯ

Казанцев А.С.

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» (г. Волгоград)

Ключевые слова: геолого-гидродинамическая модель, скважина, скин-фактор, неоднородность проницаемости по разрезу, обработка призабойной зоны

Геолого-гидродинамическая модель (ГДМ) залежи, объекта разработки стала неотъемлемым инструментом инженера-нефтяника, специалиста по разработке нефтяных и газовых месторождений. При этом подходы и решения по созданию и настройке ГДМ постоянно совершенствуются. Учету особенностей применяемых технологических решений по освоению скважины из бурения и мероприятий по интенсификации добычи нефти с использованием кислотных систем при настройке и адаптации ГДМ слоисто-неоднородных карбонатных отложениях посвящена данная работа.

Предложенные решения основаны в том числе на обобщении результатов исследований условий равномерного, компактного растворения горной породы и формирования червоточин при кислотном воздействии. Результатом расчетов являются обоснование значений скин-фактора каждого пропластка с учетом комплексного учета неоднородности разреза, данных гидродинамических исследований скважин, технологии проведения работ на скважине.

Результаты настройки ГДМ на историю показывают высокий уровень сходимости с фактическими данными, который не достигался ранее при использовании единых параметров измененных свойств призабойной зоны пласта для всех пропластков разреза, что указывает на верность выбранного направления решения поставленной задачи.

Разработанный комплекс решений также успешно был апробирован при оценке и прогнозировании эффективности обработок скважин комплексными кислотными системами с отклонителями.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Хисамутдинов Н.И., Хасанов М.М., Телин А.Г. и др. Разработка нефтяных месторождений на поздней стадии. Т.1 //– М.: ВНИИОЭНГ, 1994. – 251 с.
2. Мищенко И.С., Трошков С.А. Влияние скорости движения соляной кислоты на скорость растворения карбонатной породы // Нефтяное хозяйство. – 1986. – №5. – С. 48-49.
3. Каневская Р.Д., Новиков А.В. Методы моделирования червоточин при соляно-кислотном воздействии на карбонатные пласты // Нефтепромысловое дело, – 2018. – №3. – С. 19-28.
4. Schechter R.S., Gidley J.L. The change in pore size distribution from surface reactions in porous media // AIChE J. – 1969. –Vol. 15. – № 3. – P. 339-350.
5. Zolotukhin A.B., Jan-Rune Ursin Introduction to petroleum reservoir engineering. – Kristiansand, Norway: Høyskoleforlaget, Norwegian Academic Press, 2000.
6. Мордвинов, В. А. Влияние свойств коллектора и состава кислотных растворов на эффективность обработок скважин / В. А. Мордвинов, В. Н. Глущенко // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2002. – № 11. – С. 22-26.

О РАСШИРЕНИИ ВОЗМОЖНОСТЕЙ ПРИМЕНЕНИЯ БЕЗЛЮДНЫХ ПЛАТФОРМ НА ШЕЛЬФЕ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Каменский Г.А.^{1,2}, Резанов К.С.^{1,2}, Зубков С.К.¹

*1*ФГАОУ ВО РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,*

*2*ООО «Морнефтегазпроект»*

Ключевые слова: безлюдные платформы, шельф, модульные буровые.

Тезис

Значительное влияние на величину капитальных затрат шельфовых проектов оказывает стоимость объектов обустройства морских месторождений, в том числе, стоимость морских платформ [1].

Одним из способов снижения капитальных затрат на строительство платформы является внедрение безлюдных устьевых платформ, а также применение модульных буровых установок для блок-кондукторов. В отечественной практике освоения морских месторождений существует опыт применения безлюдных морских платформ, преуспела в этом аспекте на данный момент компания «ЛУКОЙЛ» [2].

Модульные буровые установки (modular drilling rig) для морских платформ, предназначены для автономной работы, выполняют бурение, капитальный ремонт скважин, заканчивание их ликвидацией. МБУ легко устанавливается на платформе и также легко демонтируется для переоснащения или перемещения на другую точку. Наиболее известными производителями МБУ является компания Archer (Archer Emerald, Archer Topaz) [3,4]. В результате внедрения модульных буровых капитальные затраты на строительство буровой установки «переключаются» в операционные, причём в наиболее позднюю стадию обустройства.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Norway. Summary Report. Intended for Oljedirektoratet Norway: Ramboll ref. 1140000528/ROGC-Z-RA-000027, Date March, 2016: UNMANNED WELLHEAD PLATFORMS - UWHP SUMMARY REPORT – 27 p.
2. ПАО «ЛУКОЙЛ»: официальный сайт – Москва – Месторождение им. В. Филановского – URL: <https://lukoil.ru/Business/Upstream/KeyProjects/Filanovskyfield> (дата обращения: 15.10.2022) - текст: электронный.
3. Chesshyre M. Archer's modular Topaz makes its North Sea debut. 2014. информационный портал Offshore Engineer – URL: <https://www.oedigital.com/news/455764-archer-s-modular-topaz-makes-its-north-sea-debut> (дата обращения: 09.10.2022) - Текст: электронный.
4. Beckman J. First modular drilling rig designed for North Sea P&A operations. 2014: информационный портал Offshore Magazine - URL: <https://www.offshore-mag.com/home/article/16804693/first-modular-drilling-rig-designed-for-north-sea-pa-operations> (дата обращения: 09.09.2022). - Текст: электронный.

ПОВЫШЕНИЕ КАЧЕСТВА КРЕПЛЕНИЯ СКВАЖИНЫ В ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЯХ ПУТЕМ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЭЛАСТИЧНЫХ ЦЕМЕНТОВ

Каранаев М.М.

Уфимский государственный нефтяной технический университет

Ключевые слова: крепление скважин, эластичные цементы, пеноцементы, расширяющиеся цементы, тампонажные растворы

В настоящее время актуальным остается вопрос повышения качества крепления скважин. Этот вопрос рассматривают с целью повышения срока службы и продуктивности скважины. Уделяют особое внимание на: 1) надежность цементного камня; 2) качество цементирования; 3) обеспечение необходимой высоты подъема раствора.

Качество цементирования зависит от таких факторов как: геология пласта, правильный подбор технологии и способа закачки тампонажного раствора, также одним из основных является состав используемого тампонажного раствора. Поэтому для предупреждения проблем приходят к тому, что улучшают свойства уже существующих тампонажных растворов или же разрабатывают новые, под определенные условия.

В связи с этим, все чаще начали изучать и использовать эластичные облегченные тампонажные материалы, а именно пеноцементы, при первичном цементировании скважины, которые имеют определенный состав, обеспечивающий качественное цементирование в данных условиях[1].

Принцип получения любого расширяющегося цемента состоит в том, что внутри формирующейся структуры цементного камня образуется вещество (соединение), имеющее объем больше первоначального, приводящее к раздвижке кристаллов твердеющего цемента, что ведет в свою очередь к увеличению объема цементного камня [2].

Для пеноцементного камня характерны более низкие значения прочности на изгиб и сжатие, но это не говорит о том, что такие образцы обладают низким качеством цементирования[3]. Наоборот, за счет своей эластичности пеноцементный камень будет выдерживать растягивающие нагрузки, которые могут возникнуть, например, при испытании колонны на герметичность избыточным давлением или же в ходе освоения и эксплуатации скважины. В случае цементных камней, воздействие различных сил на расширение или сжатие, обычно приводит к появлению трещин.

Применение пеноцементного материала при креплении скважин, действительно является одним из способов оптимизации и повышения качества цементирования. Также способствует снижению расходов на проведение цементирования в осложненных условиях. Все это очень важно для современной нефтегазовой промышленности и ее экономики.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Логинова М.Е., Ли Л., Бао Г. Анализ исследований по получению термостойких добавок для снижения водоотдачи цементных растворов. В сборнике: Перспективы и инновации в горном деле. Сборник трудов Международной научно-практической конференции, посвященной 80-летию со дня рождения доктора технических наук, профессора Богатова Бориса Александровича. Белорусский национальный технический университет. 2018. С. 313-320.
2. Армия А.Б., Кулнязов А.С., Логинова М.Е. Влияние армирующих добавок на расширение в облегченных цементах. Российская наука и образование сегодня: проблемы и перспективы. 2017. № 6 (19). С. 46-48
3. Логинова М.Е., Агзамов Ф.А., Исмаков Р.А., Аль-сухили М.Х. Оптимизация реологических свойств тампонажного материала использованием функции желательности // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2022 № 3-4. С. 51-55

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ КОМПОЗИЦИИ УПРАВЛЕНИЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИМИ ПОТОКАМИ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ В УСЛОВИЯХ МАССОВОГО ПРИМЕНЕНИЯ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА

Климин Р.В., Котенев Ю.А.

ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет»

Ключевые слова: гидроразрыв пласта, извлекаемые запасы, гидродинамические потоки, гелевый экран, межфазное натяжение, полимерные композиции

Создание эффективных технологий управления гидродинамическими потоками водопритока является актуальной задачей, на поздних стадиях разработки месторождений с массовым применением гидроразрыва пласта. По мере истощения извлекаемых запасов нефти в контуре питания добывающих скважин неминуемо начинается интенсивный приток закачиваемой воды. Этому способствуют искусственно созданные трещины гидроразрыва в призабойной зоне. Разработаны и предложены к внедрению технологические композиции.

Реагент «Геопан» предназначен для использования в качестве гелеобразующего состава, применяется при работах по повышению нефтеотдачи, ограничению водопритоков и ремонтно-изоляционных работах при капитальном ремонте скважин. При бурении скважин может применяться как стабилизатор буровых растворов. Технология включает закачку в пласт гидролизованых акрило-нитриловых полимеров с последующим их осаждением в пластовых условиях ионами поливалентных металлов пластовой воды или осадителем.

Реагент «АСС-1», представляет гелеобразующую композицию в виде белого кристаллического порошка. Гелевый экран при необходимости удаляется специальным составом. Технология рассчитана на терригенные и карбонатные коллектора в широких диапазонах температур (от +20 до 1800С).

Реагент Р-30 – ПАВ-полимерные композиции для повышения нефтеотдачи с комплексным действием. Полимер блокирует водопромытые каналы, а ПАВ эффективно отмывает нефть с поверхности пор и капилляров.

Блокирующая жидкость глушения «БЖГ-1» с контролируемым поглощением пласта, содержит водный или водно-солевой раствор минерального компонента и органических полимеров. Термостоек, седиментационно устойчив. Обладает высоким значением коэффициента восстановления фазовой проницаемости по нефти, а также сохранения коллекторских свойств ПЗП скважин.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Ю.А. Котенев, К.Н. Овчинников, М.Р. Дулкарнаев и др. Геолого-промысловое обоснование регулирования разработки Южно-Выинтойского месторождения на основе динамического маркерного мониторинга горизонтальных скважин – Нефть. Газ. Новации. // 2020. - № 10. – С. 58-63.
2. В.П. Захаров, Т.А. Исмагилов, А.Г. Телин и др. Регулирование фильтрационных потоков водоизолирующими технологиями при разработке нефтяных месторождений. // М. Издательский центр РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2011, с 30-35.

ПОДВОДНОЕ АЛМАЗНОЕ БУРЕНИЕ ЖЕЛЕЗОБЕТОННЫХ КОНСТРУКЦИЙ В ОТВОДЯЩЕМ КАНАЛЕ ВИЛЮЙСКОЙ ГЭС-3

Климов В.Я., Сербин Д.В.

Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург

Klimov V.Ya., Serbin D.V.

Saint-Petersburg Mining University, Saint-Petersburg

Ключевые слова: алмазное бурение, подводное бурение, железобетонные конструкции, буровой станок, гидропривод, керн

Необходимость в проведении подводных буровых работ в железобетонных плитах рисбермы Вилюйской ГЭС-3 возникла в ходе реализации проекта разработанного ОАО «Ленгидропроект» по устройству свайно-шпунтовой стены в отводящем канале ГЭС. Для прохода шпунта из труб диаметром 720 мм через железобетонные плиты рисбермы потребовалось выполнение в них штрабы минимальной шириной 800 мм. Бурение производилось алмазными коронками диаметром 1000 мм с шагом бурения 600 мм. Осложняющими выполнение буровых работ обстоятельствами являлись: бурение плит рисбермы под водой на глубине 8,0 – 8,5 м при скорости течения 0,5 – 1,0 м/с; ограниченный сезонный период выполнения работ (с июля по сентябрь) во время снижения энергетической нагрузки на ГЭС.

При выполнении буровых работ использовалось оборудование компании BRAUN Maschinenfabric G.m.b.H - Австрия, модернизированное под подводные условия бурения. Буровой станок BBD6W с гидроприводами вращателя и винта подачи был усилен стальными профильными вкладышами в направляющие мачты, винт подачи был увеличен по наружному диаметру, изменена конструкция и материал верхней траверсы мачты. Устойчивое положение буровой установки под водой обеспечивалось рамой, залитой бетонной смесью. Установка была оснащена системой видеонаблюдения, с помощью которой оператор, находящийся на барже, мог контролировать процесс бурения под водой. Управляемая гидростанция HAE26V располагалась на палубе баржи и была соединена с буровым станком рукавами высокого давления и рукавом для подачи промывочной жидкости. Установка опускалась под воду и извлекалась из воды стреловым краном. Контроль операций под водой осуществляла бригада водолазов. Выбуренный керн извлекался на баржу также краном, путем строповки за анкерные крепления, монтируемые в керн после бурения. В качестве породоразрушающего инструмента использовались колонковые трубы диаметром 998 мм, с толщиной стенки 3,0 мм, длиной 2,0 м, торцевая часть которых была армирована алмазосодержащими сегментами FBD d 237 – 600 мм, шириной 5,0 мм.

Достигнутые результаты: всего за время работ (3 сезона) было пробурено 209 скважин с извлечением из них керна; время, затраченное на бурение одной скважины в железобетонных плитах толщиной 1,7–1,9 м составляло от 8 до 12 часов; расход колонковых труб в среднем составил 0,3 штуки на скважину.

ПРОЯВЛЕНИЕ АНТИМИКРОБНОЙ АКТИВНОСТИ ЗАМЕЩЕННЫХ ДИСУЛЬФИДОВ

Колчина Г.Ю., Бабаев Э.Р., Мовсумзаде Э.М.

*ФГБОУ ВО «Уфимский университет науки и технологий», Стерлитамакский филиал
Институт химии присадок им. акад. А.М. Кулиева НАН Азербайджана
ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет»*

Ключевые слова: дисульфиды, присадки, расчет, антимикробные свойства

Смазочные масла и смазочно-охлаждающие жидкости получают из части нефти, остающейся после отгонки топливных фракций. Они используются практически во всех областях техники для уменьшения коэффициента трения между трущимися поверхностями, снижения интенсивности изнашивания, защиты металлов от коррозии, охлаждения трущихся деталей, уплотнения зазоров между трущимися деталями, удаления продуктов изнашивания и т.д. Большинство из них содержат минеральную основу. Данная смесь продуктов перегонки нефти может включать в себя специальные присадки, которые могут продлевать срок службы масла, а также придавать ему необходимые характеристики [1].

Соединения, относящиеся к классу дисульфидов, проявляют различные виды активностей и могут применяться в качестве многофункциональных присадок. Синтезированные ранее дисульфиды [2, 3] общей формулы R–S–S–R1 (R, R1 = Alk, Ar, Ph, Bn, Bz), проверяли на антимикробную активность в смазочных маслах экспериментально и с помощью вычислительной химии.

По результатам исследования свойств дисульфидов в смазочном масле М-8 и Азероле-5 следует, что антимикробные свойства соединений, имеющих Alk-фрагменты, и в составе структуры которых представлены Ph-фрагменты, соответствуют, а в ряде случаев превосходят уровень антимикробной активности известной биоцидной присадки – пентахлорфенолята натрия, используемой для биостабилизации нефтепродуктов. Также некоторые соединения обладают одновременно бактерицидными и фунгицидными свойствами и могут быть рекомендованы в качестве эффективных биоцидных присадок к смазочным материалам.

Обнаружена взаимосвязь между индексами реакционной способности - значениями граничных орбиталей и антимикробной активности и методом множественной регрессии определены коэффициенты a, b и c для уравнения (1, 2), где АМА – зона подавления роста.

$$\text{АМА} = a - b \cdot X + c \cdot Z \quad (1) \quad \text{АМА} = 16.5296 - 2.4033X - 0.01965Z \quad (2)$$

Установлено, что химические свойства исследуемых дисульфидов характеризуются низкой прочностью ковалентной связи между атомами серы. Многие реакции дисульфидов протекают при активации и расщеплении дисульфидной связи, поэтому изучение геометрического и электронного строения дисульфидов и природа связи –S–S– играют значимую роль при прогнозировании реакционной способности этих соединений.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Мамедова, П.Ш. Исследование антиокислительных и антимикробных свойств серосодержащих производных пространственно-затрудненных фенолов / П.Ш. Мамедова, Э.Р. Бабаев, И.М. Эйвазова, С.М. Азизова, О.Ю. Полетаева, Э.М. Мовсумзаде, Г.Ю. Колчина // Нефтегазохимия. – 2016. – № 4. – С. 27-30.
2. Фарзалиев, В.М. Биоповреждение смазочных масел в условиях хранения / В.М. Фарзалиев, Э.Р. Бабаев, К.И. Алиева, О.Ю. Полетаева, Э.М. Мовсумзаде, Г.Ю. Колчина // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2016. – № 3. – С. 24-28.
3. Мамедова, П.Ш. Исследование антиокислительных и антимикробных свойств серосодержащих производных пространственно-затрудненных фенолов / П.Ш. Мамедова, Э.Р. Бабаев, А.С. Беляева, И.И. Сафиуллина, С.М. Азизова, Г.Ю. Колчина, И.М. Эйвазова, Р.Ф. Тухватуллин, Л.З. Рольник // Нефтепереработка и нефтехимия. – 2017. – № 8. – С. 41-45.

ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОЙ ПРОВОДКИ СТВОЛА СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ С ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫМИ ЗАПАСАМИ

Контарев А.А.
ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

Ключевые слова: горизонтальная скважина, проводка, продуктивный горизонт

Проблемы разработки месторождений с трудно извлекаемыми запасами связаны с необходимостью бурения горизонтальных, многозабойных скважин с большой длиной ствола. При проводке стволов в продуктивном горизонте необходимо решать задачи по поиску и вскрытию коллекторов с высокими фильтрационными свойствами, выдержанными в пространстве, чтобы обеспечить стабильный, экономически рентабельный дебита газа, достаточный для выноса жидкости с забоя глубоких скважин.

В работе рассмотрен алгоритм выбора проводки горизонтального участка и боковых стволов для обеспечения стабильной работы газоконденсатных скважин в условиях неоднородных низкопроницаемых коллекторов.

В процессе информационного сопровождения бурения и ввода в эксплуатацию новых скважин строится пространственная геолого-технологическая модель продуктивных отложений месторождения. При этом выполняется комплексирование разных методов исследований. Геофизические методы исследования скважин согласуются с результатами газодинамических исследований, опробования интервалов на приток. Построения в межскважинном пространстве выполняются с использованием результатов интерпретации сейсмических исследований и элементов искусственного интеллекта для отслеживания распространения геологических тел в пространстве.

Для поиска оптимальной конструкции для каждой эксплуатационной скважины выполняются многовариантные геолого-технологические расчеты с различным азимутальным направлением ствола горизонтальной скважины и боковых отводов, в случае бурения скважины конструкции «fishbone». По результатам геолого-технологического моделирования строятся карты распределения запасов, проницаемости, начальной насыщенности. В качестве первого приближения, от которого в дальнейшем выполняются расчеты с определенным равным шагом (например, в 1 градус) принимается азимутальное направление, при котором скважина вскрывает зоны с максимальной плотностью запасов, высокой проницаемостью, на достаточном удалении от контактов газ-вода, нефть-вода.

Также рассматривается различная проводка скважины по вертикали. Оцениваются интервалы вскрытия от кровли до подошвы. Выполняется проводка ствола скважины по присутствующим в разрезе высоко проницаемым пропласткам. Рассчитываются иные промежуточные положения ствола скважины в разрезе.

Варьируется длина горизонтального ствола и боковых отводов. Для рассчитанных дебитов газа подбирается необходимое внутрискважинное оборудование. Часто лучшее рассчитанное азимутальное направление отличается от первого приближения.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Низаев Р.Х. Развитие технологий разработки трудноизвлекаемых запасов нефтяных месторождений на основе геолого-технологического моделирования, Диссертация доктора технических наук : 25.00.17, Бугульма, 2010, 220 С
2. Закиров С.Н., Контарев А.А., Выработка запасов нефти в линзовидных коллекторах. Доклады РАН, том 413, вып. 1, 2007, с. 68 – 70
3. Bajus M. Shale gas and tight oil, unconventional fossil fuels // Petroleum & Coal. - 2014. -56(3). - С. 206 - 221

СНИЖЕНИЕ РИСКОВ ОБРАЗОВАНИЯ ОРГАНИЧЕСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ В СКВАЖИНАХ НА СТАДИИ ПОДБОРА ОБОРУДОВАНИЯ

*Коробов Г.Ю., Воронцов А.А.
Санкт-Петербургский горный университет*

Ключевые слова: газовые гидраты, асфальтосмолопарафиновые отложения, установка электроцентробежного насоса, кривая равновесных условий гидратообразования, температура насыщения нефти парафином.

Представленные в данной работе исследования могут помочь адаптировать технологические решения к месторождениям углеводородов, где совместное образование газовых гидратов и асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) является неотъемлемой частью эксплуатационного процесса [1,2].

В данной работе была выдвинута гипотеза, что глубину начала образования гидратов и АСПО можно уменьшить за счет изменения параметров работы скважинного оборудования [2,3]. При увеличении глубины спуска насоса глубина начала образования органических отложений уменьшается. Следующий параметр – это диаметр сечения штуцера. Увеличение давления неблагоприятно влияет на условия образования гидратов. Однако, из-за увеличения давления увеличивается и количество растворенного газа в нефти, что снижает начальную глубину образования АСПО. Третий изменяемый параметр - частота работы установки. При изменении частоты меняется дебит, распределение температуры и давления в НКТ, а также количество газа, попадающего внутрь установки [2,4]. Увеличение частоты работы установки снижает глубину образования АСПО и гидратов.

В результате исследований были получены зависимости изменения интервалов глубин, на которых начинается образование нежелательных органических отложений от параметров работы скважинного оборудования. Применение представленных закономерностей на практике позволит снизить риски образования органических отложений еще на стадии подбора скважинного оборудования.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Wang W. et al. Effect of wax on hydrate formation in water-in-oil emulsions // J. Dispers. Sci. Technol. Taylor & Francis, 2020. Vol. 41, № 12. P. 1821–1830.
2. Vorontsov A., Korobov G. Increasing the efficiency of operation of the electrical submersible pump unit in conditions of gas hydrates formation // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых: материалы XIII Всерос. науч.-техн. конф. (г. Пермь, 18–19 ноября 2020 г.): в 2 т. Пермь - Екатеринбург, 2020. С. 87–94.
3. Korobov G., Podoprighora D. Depth computation for the onset of organic sedimentation formation in the oil producing well as exemplified by the Sibirskeye oil field // Acta Tech. CSAV (Ceskoslovensk Akad. Ved). 2018. Vol. 63, № 3. P. 481–492.
4. Liu Z. et al. Prediction and management of hydrate reformation risk in pipelines during offshore gas hydrate development by depressurization // Fuel. Elsevier Ltd, 2021. Vol. 291, № December 2020. P. 120116.

СОЛНЕЧНАЯ ЭНЕРГЕТИКА В НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Королева Д.А, Шайдаков В.В.

Уфимский государственный авиационный технический университет

Ключевые слова: солнечная энергетика, нефть, солнечный трекер, нефтяная компания, энергопотребление.

Альтернативные источники энергии активно развиваются во всем мире, поэтому все больше крупных нефтяных и газовых компаний вкладывается в развитие альтернативных источников энергии.

Компания «Chevron» в США питает месторождение электричеством за счет «солнечной электростанции мощность 35 МВт, за 20 лет такая ферма произведет более 1,4 млрд. кВт/ч чистой энергии. Итальянская нефтяная компания «Eni» планирует постройку 25 солнечных электростанций общей мощностью 220 МВт на промышленных объектах страны. Индия планирует вложить в солнечную энергетика 210 млрд рупий и 2,5 трлн юаней собирается инвестировать Китай [1]. Основной экспортёр нефти – Саудовская Аравия стремится создать 10 000 МВт мощностей в области чистой энергии к 2023 году.

В России нефтегазовая отрасль является лидером по использованию возобновляемой энергии на своих объектах. Компания «Газпром нефть» на Омском нефтеперерабатывающем заводе ввела в эксплуатацию трекерную солнечную электростанцию, мощностью 1026 КВт [2]. «Лукойл» активно вкладывается в возобновляемые источники энергии, имеет четыре действующие солнечные электростанции общей мощностью 23 МВт [3]. Суммарная мощность, вырабатываемая за счет ВИЭ компанией, составляет 6,4 ГВт, из них 72 % – коммерческая генераций, 28 % – обеспечивающая. Стратегические объекты компании «Транснефть», оснащены крышными сетевыми солнечными электростанциями с целью сокращения потребления электричества. Так как это один из самых крупных потребителей электричества, ежегодно затрачивается порядка 14,5 миллиарда кВт/ч, что составляет больше 1% всей расходуемой электроэнергии в России.

Подобные примеры успешного применения солнечной энергетика на объектах нефти и газодобычи подтверждают, что возобновляемая энергетика – это будущее отрасли, способствующая повышению технологической и экологической эффективности.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Зарубежный новостной портал «Ewind» // Eni приобретает 1,2 ГВт ветровых и солнечных проектов Испании. – 2021. [Электронный ресурс] // URL: <https://www.ewind.es/2021/07/28/eni-acquires-1-2-gw-of-wind-power-and-solar-energy-projects-in-spain/81865>.
2. Официальный сайт компании «Хавел» // Омский НПЗ (ПАО Газпром нефть) [Электронный ресурс] // URL: <https://www.hevelsolar.com/projects/omskii-npz-pao-gazpromneft/>.

МЕТОДИЧЕСКИЙ ПОДХОД РАСЧЕТА ДЕБИТА ПРИ КРАТКОВРЕМЕННОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН УЭЦН

Костиловский В.А, Шайдаков В.В

Уфимский государственный нефтяной технический университет

Ключевые слова: нефтяная скважина, периодическая эксплуатация, установка электроцентробежного насоса

Значительный объем нефтедобывающих скважин эксплуатирующихся в периодическом режиме требует корректного обоснования их дебита.

Предложен методический подход определения объема добываемой продукции при эксплуатации добывающей скважины в периодическом режиме с помощью УЭЦН. Определяющими параметрами являются: время накопления, время откачки, конструкция, скважины, характеристика ЭЦН, физико-химические свойства добываемого флюида, параметры притока. Результатами расчета являются: накопленная добыча жидкости и нефти за один цикл; дебиты жидкости и нефти, приведенные к суткам; удельное энергопотребление насосной установки на тонну нефти.

В силу сложности вычислений притока и гидравлики трехфазных газонефтяных смесей на нестационарные режимы, а также переходных процессов в электрических цепях введены следующие ограничения и допущения: не учитывается влияние вязкости и газа на характеристику ЭЦН; не учитывается трение в НКТ; скольжение ПЭД постоянное; не рассчитывается температурный режим в ПЭД и кабеле.

Коэффициент продуктивности с достаточной для промысловой практики точностью определяется из численного решения уравнения притока жидкости в скважину, располагая двумя замерами восстанавливающего после остановки скважины динамического уровня, произведенного после определенного времени. Плотность жидкости определяется по формуле Стэндинга [1]. Сжимаемость нефти определена по зависимости разработанной Васкесом и Бэггзом [2]. Подача ЭЦН определяется по характеристике, аппроксимированной многочленом восьмой степени. Напор насоса определяется из перепада давления между приемом и выкидом. Давление на выкиде вычисляется с учетом потерь в НКТ.

Для вычисления мгновенной подачи насоса в момент времени, составляется система уравнений состоящей из уравнения притока, уравнения потерь давления на участке «пласт-прием насоса», уравнения подачи насоса и замыкающего уравнения, описывающего баланс уровня жидкости в скважине с учетом нулевой обводненности в затрубе. Система уравнений решена с помощью неявной разностной схемы, методом прогонки относительно дебита жидкости.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Standing M.B. A pressure-volume-temperature correlation for mixtures of California oils and gases// Drilling and production practice, 1987, pp. 275-287
2. Vasquez M. A. Correlation for fluid physical property Prediction// SPE, №23, 1980, pp.23-25

ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ УГЛЕВОДОРОДОВ НА ШЕЛЬФЕ В УСЛОВИЯХ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ

*Крук М.Н., Панина Е.А.
Санкт-Петербургский горный*

Ключевые слова: риски, Арктика, шельф, экономический анализ, неопределенность

Экономическая эффективность подразумевает под собой отношение полученных результатов деятельности к затратам на производство. В ее оценку обычно входит несколько параметров, надежность и достоверность которых, при стабильности внешних факторов не подвергается сомнениям, следовательно и принятие решения о рентабельности проекта не вызывает особых трудностей. Иначе происходит во время турбулентности, тогда принятие решений имеет творческую направленность и реализуется при высоких рисках [1]. Следовательно, важнейшую роль в оценке экономической эффективности в условиях высокой неопределенности, играет выявление рисков. С 2014 года ситуация в нефтегазовой отрасли не стабильна [2], в 2019 свои изменения внес COVID-19 [3], а в 2022 году ситуация еще сильнее дестабилизировалась. В связи с этим оценка экономической эффективности разработки углеводородов на шельфе в современных условиях требует анализа предыдущих сценариев и выявления рисков, связанных с развитием нефтегазовой промышленности в текущей ситуации, что и является целью данной работы. Ранее выявленные и проанализированные стратегии [5,6,7], даже самые пессимистичные, не смогли полностью предсказать сложившуюся ситуацию, что подтверждает важность своевременного выявления рисков и использования их в оценке экономической эффективности. Основным методом выступили кабинетные исследования, так же были использованы методы идентификации, качественной оценки рисков, методы причинно-следственного и критериального анализа. В ходе исследований с помощью SWOT и PEST анализов были выявлены риски, оказывающие наибольшее влияние на проекты разработки шельфовых месторождений, и на их основании сформулированы выводы об эффективности разработки углеводородов на шельфе [1,4,7,8,10]. Проведенные исследования показали, что область прогнозирования развития шельфовых проектов, остается малоизученной и подверженной мировым колебаниям. Разработка морских нефтегазовых арктических проектов имеет для Российской Федерации важное стратегическое значение, привлекая как исследовательский, так и инвестиционный интерес. Учитывая множество внешних и внутренних факторов, которые могут повлиять на реализацию и развертывание этих проектов, очевидно, что данная проблема сопряжена с высоким уровнем сложности и в результате требует комплексного подхода.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Полянская И. Г., Юрак В. В. Управление недропользованием в условиях повышенной неопределенности // Журнал экономической теории. — 2020. — Т.17. — №3. — С. 679-693
2. Уланов В.Л. Влияние внешних факторов на национальную энергетическую безопасность / В.Л.Уланов, Е.Ю.Уланова // Записки Горного института. 2019. Т. 238. С. 474-480.
3. Демидова Н.Е., Жирова А.А., Белоусова С.М. Проблемы управления предпринимательским риском в условиях неопределённости // Экономика и бизнес: теория и практика. 2022. №2 (84)
4. Чеботарева Г.С. Методические основы оценки конкурентоспособности энергетических компаний // Экономика региона. — 2018. — Т. 14, вып. 1. — С. 190-201
5. Логинов В. Г., Игнатьева М. Н., Юрак В. В. Сбалансированное недро- и лесопользование в условиях вызовов и угроз // Экономика региона. — 2020. — Т. 16, вып. 2. — С. 547-562

6. Паршаков Дмитрий Сергеевич Перспективы развития шельфовых нефтегазовых проектов // ИАСИ. 2021. №1.
7. Васильцов В.С. Стратегическое планирование разработки арктического шельфа с использованием инструментария теории фракталов / В.С.Васильцов, В.М.Васильцова // Записки Горного института. 2018. Т. 234. С. 663-672.
8. Филимонова Н.Н., Ким М.Э. значение трансформации рисков в условиях цифровой экономики // Экономика и бизнес: теория и практика. 2022. №1-2 (83).
9. Фадеев Алексей Михайлович, Череповицын Алексей Евгеньевич, Ларичкин Федор Дмитриевич, Агарков Сергей Анатольевич Особенности стратегического управления нефтегазовым комплексом и транспортировки углеводородной продукции при освоении морских нефтегазовых месторождений Арктики // Вестник МГТУ. 2017. №4.
10. Цветков В.А., Дудин М.Н., Юрьева А.А. Стратегическое развитие арктического региона в условиях больших вызовов и угроз // Экономика региона. 2020. Т. 16, вып. 3. С. 681-695.

УДК 622.245.54.

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ЭФФЕКТИВНОГО ДАВЛЕНИЯ НА ПРОНИЦАЕМОСТЬ ПЗП ПРИ КАПИТАЛЬНОМ РЕМОНТЕ СКВАЖИН

*Кунавых А.С., Кунавых К.С., Шахов Н.С.
Санкт-Петербургский горный университет*

Ключевые слова: фильтрационно-емкостные свойства, проницаемость, пористость, гидродинамическое воздействие, эффективное давление.

В данной работе представлен анализ данных, полученных в ходе измерения фильтрационно-емкостных свойств кернов Приобского нефтяного месторождения, при изменяющемся эффективном давлении. Проанализирована эффективность применения гидроимпульсного воздействия на призабойную зону скважины.

Измерения фильтрационно-емкостных свойств проводились на приборе ПИК-ПП, позволяющего изменять давление обжима (горного давления) образцов до 70 МПа. Для измерений был выбран диапазон эффективного давления от 9 до 56 МПа с шагом 1 МПа.

Исходя из полученной информации можно достаточно уверенно предположить, что на длительных этапах эксплуатации нефтяных месторождений с изменением пластовых давлений изменяется и эффективное давление на пласт, что в свою очередь приводит к изменению фильтрационно-емкостных свойств продуктивного пласта. Как правило, максимальные барические изменения происходят в призабойной зоне продуктивного пласта и связаны они напрямую с работой добывающих скважин. Форсированные отборы, остановки скважин, а также ремонтные работы с глубинно-насосным оборудованием дополнительно усиливают перепады давлений в околоскважинной зоне продуктивных пластов.

Установлено, что при целенаправленном воздействии на эффективное давление удастся положительно повлиять на проницаемость как самого пласта-коллектора, так и остаточного флюида. Иными словами, разнонаправленные гидравлические импульсы окажут непосредственное влияние на изменение эффективного давления и, как следствие, на подвижность остаточного флюида, особенно в призабойной зоне продуктивного пласта.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Абасов М.Т., Джеваншир Р.Д., Иманов А.А., Джалалов Г.И. О влиянии пластового давления на изменение фильтрационно-емкостных свойств терригенных пород-

коллекторов в процессе разработки месторождений нефти и газа // Геология нефти и газа 05. 1997.

2. Гиматудинов Ш. К. Физика нефтяного 1. и газового пласта: учебник. 2-е изд., перераб. и доп. М.: Недра, 1971. 312 с.
3. Григорьев Б.В., Шубин А.А. Влияние изменения эффективного давления на фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика – 2015 – Том 1. №2(2). – С. 15-21.
4. Добрынин В.М. Деформация и изменения физических свойств коллекторов нефти и газа - М Недра, 1970
5. Добрынин В. М. Петрофизика: учебник для вузов / В. М. Добрынин, Б. Ю. Вендельштейн, Д. А. Кожевников. М.: Недра, 1991. 368 с.
6. Николаевский, В.Н. 1989. Механизм вибровоздействия на нефтеотдачу месторождений и доминантные частоты. ДАН, 11, 570-575
7. Николаевский В.Н. Нелинейные волны в грунтах и трещиноватых горных породах // Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых 1988. № 6. С. 31-38.
8. Шипулин, А. В. Опыт применения технологии избирательного баровоздействия / А.В. Шипулин, А.С. Купавых // Нефть.Газ.Новации. – 2016. – №12 (195). – С. 71-74.

УДК 622.244.5

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ «ЗЕЛЕННЫХ» ДОБАВОК В ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ЖИДКОСТЯХ, ПРИМЕНЯЕМЫХ ДЛЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИН

*Лаврентиади Ю.С., Леушева Е.Л.
Санкт-Петербургский горный университет*

Ключевые слова: буровые промывочные жидкости, «зеленые добавки», фильтрация раствора, реологические параметры.

Введение. В буровой промышленности в настоящее время используется множество добавок, обеспечивающих удовлетворительные характеристики бурового раствора. Однако было обнаружено, что эти материалы опасны как для рабочей силы, работающей на объекте, так и для окружающей среды [1].

Объект исследований – биоотходы в качестве потенциальных «зелёных» добавок и их влияние на реологические и фильтрационные параметры растворов.

Были проведены обширные исследования возможных альтернативных добавок к буровым растворам, отвечающих двум условиям:

- добавка обеспечивает свойства, требуемые от буровых растворов;
- раствор экологически чистый, биоразлагаемый и устойчивый [2].

Методы исследования. Значительный объем исследований был проведен в отношении использования пищевых отходов в нефтяной и газовой буровой промышленности [3, 4].

Трава, сено и пальмовые листья в качестве добавок. Было признано, что трава, сено и пальмовые листья являются приемлемыми кандидатами. Трава использовалась в качестве добавки для приготовления экологически чистого бурового раствора с различными размерами частиц и концентрациями. Полученные результаты показывают, что трава, добавленная в бентонитовый буровой раствор, улучшила реологические свойства, такие как кажущаяся и пластическая вязкость, а также прочность геля [5].

Бамя в качестве альтернативной добавки к буровым растворам. Эффективность порошка бамии в качестве регулятора потерь жидкости была исследована путем проведения испытаний на потери жидкости на буровых растворах на основе бамии. Кроме того, были проведены реологические испытания для определения влияния добавления бамии на буровые растворы. Различные буровые растворы были приготовлены на основе различных концентраций порошка бамии и протестированы [6, 7].

«Зелёные» добавки в буровых растворах. В буровой промышленности многие исследователи изучали «зелёные» добавки и обнаружили широкий спектр химических веществ, которые могут улучшить свойства буровых растворов. Явным преимуществом использования «зелёных» добавок является то, что требуемое количество очень мало. Следовательно, их использование может сохранить ресурсы [8, 9].

Заключение. Основываясь на проведенном анализе литературных источников об использовании различных «зелёных» добавок в буровых растворах, были сделаны следующие выводы:

1. Химические добавки к буровым растворам являются необходимыми компонентами для облегчения буровых работ за счет улучшения свойств растворов, в том числе реологических свойств и потери фильтрата.
2. Пищевые отходы можно рассматривать как устойчивую альтернативу добавкам в буровые растворы, используемые в нефтяной и газовой промышленности.
3. Материалы могут стать экологически безопасной альтернативой токсичным обычным химическим добавкам, используемым в буровых растворах на водной основе.
4. Эффективность этих материалов оценивалась с точки зрения их влияния на реологические свойства раствора, такие как, предел текучести и пластическую вязкость
5. Была оценена эффективность влияния на такие свойства раствора, как потери фильтрата и толщину глинистой корки.
6. «Зелёные» добавки являются жизнеспособными альтернативными добавками для применения в буровых растворах.
7. Смазывающая способность буровых растворов является свойством, которое считается необходимым для обеспечения бурения.
8. На основании обобщенных исследований, небольшого количества «зелёных» добавок достаточно для изменения смазывающей способности буровых растворов [7].

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Литвиненко В.С., & Николаев Н. И. (2011). Технологические жидкости для повышения эффективности строительства и эксплуатации нефтяных и газовых скважин. Записки Горного института, 194, 84. Режим доступа: <https://pmi.spmi.ru/index.php/pmi/article/view/6163>
2. Малышкин М.М. (2013). Экологизация технологии бурения скважин. Записки Горного института, 203, 63. Режим доступа: <https://pmi.spmi.ru/index.php/pmi/article/view/5607>
3. Малышкин М.М. (2014). Снижение экологической опасности при ведении буровых работ. Записки Горного института, 207, 186. Режим доступа: <https://pmi.spmi.ru/index.php/pmi/article/view/5414>
4. Николаев Н.И., & Леушева Е. Л. (2016). Разработка составов промывочных жидкостей для повышения эффективности бурения твердых горных пород. Записки Горного института, 219, 412. Режим доступа: <https://doi.org/10.18454/pmi.2016.3.412>
5. Яковлев А.М. (1976). Значение смазывающих добавок при алмазном бурении. Записки Горного института, 71(2), 80. Режим доступа: <https://pmi.spmi.ru/index.php/pmi/article/view/11253>
6. Новрянсях, А. Экспериментальный анализ использования маниоки в качестве средства для контроля потерь жидкости в буровом растворе. Мэтр. Сегодняшний Процесс. 2021, 39, 1094-1098. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.matpr.2020.07.189>
7. Али М.; Ярни Х.Х.; Афтах А.; Исмаил А.Р.; Саади Н. М.К.; Сахито М.Ф.; Кешаварз А.; Иглауэр С.; Сармадивалех М. Буровые растворы на основе наноматериалов для разработки нетрадиционных коллекторов: обзор. Энергии 2020, 13, 3417. (45 цитирований) DOI: <https://doi.org/10.3390/en13133417> (дата обращения: 15.10.2022)
8. Болонья, М.; Акино, Г. Обезлесение и устойчивость мирового населения: количественный анализ. Sci. Rep. 2020, 10, 7631. DOI: <https://doi.org/10.1038/s41598-020-63657-6>
9. Дейтарадон П.; Хамиди Х.; Хикс М.Х.; Уилкинсон Д.; Рафати Р. Влияние наночастиц снега и Со на технологические и фильтрационные свойства бурового раствора на водной основе. Коллоиды прибывают. А 2019, 570, 354-367. DOI: <https://doi.org/10.3390/en13133417>

ПОДЛЕДНИКОВОЕ ОЗЕРО ВОСТОК: ИСТОРИЯ ИССЛЕДОВАНИЙ

Лейченко Г.Л.

ФГБУ «ВНИИОкеангеология, Санкт-Петербург

Ключевые слова: Антарктида, ледниковый покров, подледниковое озеро, геофизика

В 1996 г. под 4-х километровой толщей льда в центральной части Антарктиды было открыто гигантское пресноводное озеро, получившее название Восток - по одноименной российской антарктической станции Восток. Сенсационная научная статья об обнаружении озера была опубликована в журнале "Nature" российским учёным А.П. Капицей с соавторами. Они установили, что озеро имеет длину около 250 км, ширину 50-80 км и глубину более 500 м. Крупнейшему географическому открытию 20 века предшествовал многолетний этап научных исследований, который сопровождался серией удивительных случайностей, как счастливых, так и неудачных. После обнаружения подлёдного озера начался период детальных геофизических работ, преимущественно выполняемых отечественными специалистами. На поверхности льда были проведены радиолокационные и сейсмические наблюдения, которые позволили изучить береговую черту озера и его подводную топографию. Выяснилось, что по объёму воды озеро Восток уступает только озеру Байкал. Ещё до обнаружения озера, в 1990 г. на станции Восток началось бурение глубокой ледовой скважины. Основной целью бурения было изучение климата и состава атмосферы геологического прошлого Земли путём анализа воздушных включений во льду. В процессе бурения было установлено, что в основании ледовой толщи атмосферного происхождения на глубине 3540 м залегает слой льда толщиной 200 м, образовавшийся в результате намерзания озёрной воды на подошву медленно движущегося ледника. Верхняя часть этого слоя, на глубине от 3540 до 3620 м, оказалась насыщена очень мелкими минеральными включениями размером 1–2 мм (иногда чуть более). Включения были захвачены во время образования намороженного снизу слоя льда, когда ледник пересекал мелководный прибрежный участок озера, расположенный в 50 км к западу от скважины, и отражают состав его донных осадков. Минеральные частицы были извлечены из ледовых кернов скважины и детально изучены с применением самых современных технических средств. В результате получена совершенно уникальная информация о геологическом строении мелководного участка озера и прилегающего к нему побережья, откуда минеральные частицы поступали за счёт эрозии коренных пород. Включения преимущественно представляют собой рыхлые агрегаты, состоящие из глинисто-слюдистой основы с вкраплениями мелких обломков минералов и горных пород. Некоторые минералы указывают на наличие подо льдом современной гидротермальной деятельности. Хорошо сохранившиеся кристаллы аутигенного арагонита свидетельствуют о насыщении воды озера ионами Ca_2 и CO_3 . Очень важная информация получена при изучении обломков горных пород, обнаруженных во включениях. Несколько из них оказались достаточно большими, размером 4-7 мм, и представляют собой сцементированные осадочные породы – песчаники и алевролиты. Это означает, что на западном побережье озера Восток залегает древний осадочный бассейн. В обломках пород были изучены детритовые урансодержащие минералы, позволяющие определить возраст тектонических структур (источников сноса) центральной Антарктиды.

БИОПОЛИМЕРНАЯ КОМПОЗИЦИЯ В СОСТАВЕ ОБЛЕГЧЕННОГО БУРОВОГО РАСТВОРА

Логинова М.Е.¹, Четвертнева И.А.¹, Мовсумзаде Э.М.^{1,2}, Тивас Н.С.¹

¹*Уфимский государственный нефтяной технический университет*

²*Российский государственный университет им. А.Н. Косыгина (Технологии. Дизайн. Искусство)*

Ключевые слова: низкие пластовые давления, облегченный биополимерный буровой раствор, псевдопластичность, изолирующие свойства

Истощение нефтяных месторождений, увеличение количества наклонных и горизонтальных скважин делает проблему качественного вскрытия продуктивных пластов с низкими пластовыми давлениями все более актуальной [1]. Одним из путей решения этой задачи является система облегченного биополимерного бурового раствора, при разработке которого исследовалось большое количество композиций различных полимерных добавок с различными концентрациями для нахождения оптимальных параметров раствора (пониженных значений плотности и показателя фильтрации, повышенных реологических свойств). Результаты экспериментальных исследований по подбору оптимальных композиций высокомолекулярных полимерных реагентов определили наиболее эффективную биополимерную композицию – крахмал+камедь+ФХЛС [2].

Именно данная биополимерная композиция, названная нами К-3, обеспечила облегченному буровому раствору технологические параметры, необходимые для применения при вскрытии продуктивных пластов в условиях низких пластовых давлений – низкие значения плотности, высокие вязко-упругие, псевдопластичные свойства, стабильность параметров при прохождении 300-800 м горизонтальным стволом.

Разработанный облегченный раствор представляют собой сложную дисперсную систему из: композиции К-3 – высокомолекулярных полисахаридных реагентов (крахмальные реагенты, ксантановые полимеры и лигносульфонатные реагенты); низкомолекулярных (ПАВ, Гликоил и смазочные добавки) соединений, изолирующие свойства которой определяются структурно-механическим барьером, возникающим при адсорбционном взаимодействии фильтрата с поверхностью поровых каналов [3]. Специфика формирования последнего в виде твердообразных граничных (пристенных) слоев, соизмеримых с размерами пор, обусловлена молекулярно-поверхностными взаимодействиями на внешних и внутренних границах раздела фаз системы «буровой раствор – порода».

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Четвертнева И.А., Хафизова С.Р., Гайсин И.Ф., Дильмиев М.Р. Перспективные системы буровых растворов для вскрытия продуктивных пластов / //Уфа: сб. тр. БашНИПИнефть. Уфа. 2005.– Вып. 114.– С.100–115.
2. Пат. 2278890 Российская Федерация, МПК С09К 8/08. Буровой раствор для вскрытия продуктивных пластов с низкими пластовыми давлениями / Н.З. Гибадуллин, Р.М. Гилязов, И.А. Четвертнева, И.Ф. Гайсин и др. Заявл. 03.09.2005; Опубл. 27.06.2006, Бюл.18.
3. Логинова М.Е., Мовсумзаде Э.М., Четвертнева И.А., Шаммазов А.М. О профилях скоростей биополимерных буровых растворов Рос.хим.ж. (Ж. Рос. хим. об-ва). - 2022. - Т.LXVI. - №3. - С.50-55.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МИКРОКРЕМНЕЗЁМА ПРИ КРЕПЛЕНИИ СКВАЖИН В АРКТИЧЕСКХ УСЛОВИЯХ

Лунёв А.В.

Санкт-Петербургский горный университет

Ключевые слова: арктическая зона, осложнения, тампонажный камень, микрокремнезём, прочность.

На данный момент времени арктическая зона представляется важной территорией со значительными запасами углеводородных ресурсов. При сооружении скважин в области многолетнемерзлых пород часто происходят осложнения нарушающие процесс крепления, которые в частности приводят к негерметичности цементного кольца в затрубном пространстве, нарушениям целостности обсадных колонн, и иногда к авариям.

Одно из главных требований, предъявляемое к тампонажному камню в условиях мерзлых пород – его прочность. Необходимо, чтобы состав набирал прочность максимально быстро, при этом сохраняя подвижность. Был выявлен способ повышения прочности цементного камня – ввод в тампонажную смесь ультрадисперсных минеральных добавок, активно участвующих в процессах структурообразования, заполняющих пространство между частицами цемента, уплотняя тем самым его структуру.

Экологический кризис одна из главных опасностей с которой сталкивается человечество в наше время. Каждый год при получении металлургического кремния образуется примерно 35 тысяч тонн мелко- и нанодисперсной пыли, которая отправляется на шламовые поля на долгосрочное хранение, тем самым вызывая повышенный экологический вред.

Анализ теоретических и экспериментальных исследований позволил рекомендовать в качестве добавки микрокремнезём (силикат кремния), улучшающий физико-механические и реологические свойства цементного раствора – камня.

В сравнении с добавками полых алюмосиликатных микросфер и вспученным перлитом добавка микросиликатов показала наилучший результат по прочности и по водоотдаче.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Зими́на, Д.А. Крепление скважин в криолитозоне. Разработка тампонажного камня с повышенными прочностными характеристиками / Д.А. Зими́на, М.В. Двойников // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2020. – №5 (101).– С. 56-59.
2. Зими́на, Д.А. Отход кремниевого производства как добавка к цементному раствору / Д.А. Зими́на // Сборник научных трудов XIII Международного научно-технического конгресса студенческого отделения общества инженеров-нефтяников – Society of Petroleum Engineers (SPE). – Тюмень. – 2019. – С. 3-5.
3. Characterization of morphology and texture of several amorphous nanosilica particles used in concrete / G. Quercia, A. Lazaro, J.W. Geus, H. J. H. Brouwers // Cement and Concrete Composites. – 2013. – Vol. 44. – Pages 77-92.

ОБОРУДОВАНИЕ ЛОКАЛЬНОГО КРЕПЛЕНИЯ СТЕНОК СКВАЖИН ДЛЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОГЛОЩЕНИЙ

Макаров М.К.¹, Иванова Т.Н.^{1,2}

¹ *ФГБОУ ВО «Удмуртский государственный университет»,*

² *Чайковский филиал ФГАОУ ВО «Пермский национальный исследовательский
политехнический университет»*

Ключевые слова: бурение, поглощения, крепление стенок скважины, перекрыватель

Ликвидация поглощений бурового раствора заключается в прокачке высоковязких пачек; установке цементных мостов; снижения давления на стенки скважины; изолирование пласта, поглощающего раствор, от скважины путем закупоривания каналов цементными тампонажными растворами или специальными материалами; бурение без циркуляции; подбор рецептур промывочной жидкости и др.

Для ликвидации поглощений на Моховском месторождении предлагается использовать спуск и активацию установкой потайного профильного перекрывателя ОЛКС-216С, позволяющего изолировать зону поглощения с целью: защиты продуктивных пластов от блокирования проницаемых каналов буровым и цементными растворами; ремонта технических колонн при бурении скважин. Преимуществом ликвидации катастрофических поглощений с помощью применения ОЛКС является упрощение конструкции скважины за счет исключения необходимости спуска промежуточных колонн; ОЛКС располагается последовательно, по мере вскрытия; перекрывает пласты без уменьшения диаметра скважины; повышает качество крепления эксплуатационных колонн; упрощает конструкцию скважин за счет исключения промежуточных колонн, колонн-"летучек" и "хвостовиков". Технология предусматривает предварительное расширение диаметра ранее пробуренного ствола скважины до диаметра 230-237 мм, при помощи расширителя РРМ-216-237, под действием давления 3-4 МПа. Производится резка. Проводится спуск ОЛКС-216С с последующим выправлением под действием давления и развальцовки двумя способами: а) последовательная развальцовка шарошечными развальцевателями РШ-196, РШ-208, РШ-216; б) развальцовка роликовым развальцевателем РР-170/218 М1. Дальнейшее бурение скважины продолжается без изменения диаметра долот 215,9 мм. Экономический эффект от внедрения профильного перекрывателя составил 1259 тыс. руб. (2020 г.) Это произошло за счет экономии времени на спускоподъемные операции 3,31 часа, ПЗ и вспомогательные работы 1,96 часа, механическое бурение 2,21 м/ч, изоляционные работы 37,3 часа, на ожидание затвердевания цемента 145,6 часа, экономии эксплуатационных затрат на 268,4 тыс. руб.

**ПРОЦЕСС РАЗРАБОТКИ И ЛОКАЛИЗАЦИИ КОМПОНЕНТОВ БУРОВОГО
РАСТВОРА ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ УСТОЙЧИВОСТИ СТВОЛА СКВАЖИНЫ
THE PROCESS OF DEVELOPMENT AND LOCALIZATION OF DRILLING
FLUID COMPONENTS TO ENSURE WELLBORE STABILITY**

Мелешко Е.Я., Кожевников Р.О., Асьминкин Н.С.

ООО «Химпром», Пермь

Meleshko E.Y., Kozhevnikov R.O., Asminkin N.S.

LLC «Himprom», Perm

Ключевые слова: бурение скважин, устойчивость ствола скважины, ингибированный буровой раствор, латексный консолидатор, алюмоорганический комплекс.

Успех строительства нефтяных и газовых скважин во многом зависит от состава и свойств буровых растворов. Большое количество функций буровых растворов, ограничений и требований по применению, усложнение геолого-технических условий бурения способствовало развитию рынка буровых растворов и в настоящее время список буровых систем и реагентов огромен. [1][2]

Несмотря на возросший уровень технологий бурения скважин с различными углами наклона, в интервалах залегания неустойчивых горных пород возникают осложнения в виде осыпей и обвалов [3]. Другой актуальной проблемой является бурение в несовместимых условиях (интервалы поглощений и проявлений при строительстве текущей секции). Основной задачей при бурении данных интервалов является обеспечение устойчивости ствола и экранирования участков поглощения и проявления для успешной проводки скважины.

Представлены типы буровых растворов для бурения в интервалах неустойчивых отложений и технологии бурения в несовместимых условиях. Приведен положительный опыт применения зарубежного высокоингибированного бурового раствора на водной основе в России. Описан принцип действия основных компонентов системы.

Рассмотрен комплекс мероприятий по локализации и разработке латексного консолидатора HimSeal и алюмоорганического комплекса TerraHib ALP. Приведены результаты лабораторных испытаний консолидатора с помощью анализатора размера частиц и дзета-потенциала Zetasizer Nano методом лазерной дифракции, динамического рассеяния светом. Представлены результаты исследований осадкообразования алюмоорганического комплекса в зависимости от рН среды в статическом состоянии и методом центрифугирования

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Николаев Н. И., Нифонтов Ю.А., Блинов П.А. Буровые промывочные жидкости: Санкт-Петербургский государственный горный институт им. Г.В. Плеханова, 2002.
2. Овчинников В.П., Аксенова Н.А. Буровые промывочные жидкости: Нефтегазовый университет, 2008
3. Кошелев В.Н. Разработка и совершенствование методов выбора и рецептур буровых растворов: дис. канд. тех. наук, 1988.

ПРИМЕНЕНИЕ АДАПТИВНОГО ДОЛОТА TERRADAPT ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ БУРЕНИЯ СКВАЖИН В СЛОЖНЫХ ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

Миннивалеев Т.Н, Ишмухаметов Т.Г.

Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в Октябрьском

Ключевые слова: адаптивное долото, эффективность, вибрация, защита долота, скорость бурения.

Долото в процессе бурения скважин часто вынуждено работать в условиях частого перехода от мягких пород к твердым и наоборот. На сегодняшний день наиболее распространенным во всем мире типом долот являются долото PDC. При бурении участков переслаивания по прочности и твердости пропластков горных пород создаются мощные вибрации всей колонны, способствующие к повышению показателей крутящего момента и ударного износа резцов, корпуса стандартного PDC долота и КНБК.

С целью решения данных проблем в работе проанализирована конструкция новой линейки долот компании Baker Hughes - TerrAdapt Adaptive Drill Bit System. Подвижные управляемые элементы в долоте с самонастраивающимися глубинами внедрения в горную породу способны изменять агрессивность долота в зависимости от литологии пород. Они реагируют на нагрузки и вибрации, защищая долото от больших повреждений при прохождении сложных участков. Тем самым вибрации и шоки значительно снижаются, увеличивается проходка на долото, рейсовая скорость бурения и его эффективность. Установлено, что благодаря автоматическому регулированию глубины резцов в процессе бурения на одном из месторождений адаптивное долото TerrAdapt стабилизировало момент на долоте и его частоту вращения, уменьшило амплитуду продольных и крутильных колебания инструмента, увеличило механическую и рейсовую скорости бурения.

Во время бурения скважин на Усинском месторождении отмечен большой показатель вибраций КНБК, а так же неуправляемость компоновок с ВЗД и долотами PDC. Исследованы геофизические материалы данной скважины. С целью повышения технико-экономических показателей на данном месторождении предлагается использование линейки адаптивных долот TerrAdapt.

В процессе исследования, нами было установлено низкая эффективность и уязвимость стандартных PDC долот при бурении перемежающихся по твердости горных пород, применение долота TerrAdapt позволяет существенно увеличить эффективность при прохождении сложных участков. Данное долото также можно комбинировать с применением наддолотных демпферов в случае, если динамичность работы долота на забое достигает критических величин. Данное адаптивное долото позволит повысить технико-экономические показатели строительства скважин и рекомендуется к применению на других месторождениях Российской Федерации, имеющих частые переслаивания горных пород.

ПЕРСПЕКТИВЫ И ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ КОЛЛЕКТОРОВ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ

Мишавка А.А., Сафиуллина Е.У.

Санкт-Петербургский горный университет

Ключевые слова: баженовская свита, термогазовое воздействие, нетрадиционные источники углеводородов, разработка трудноизвлекаемых запасов, кероген

Баженовская свита – уникальная формация, являющаяся нефтематеринской и коллекторосодержащей породой, которую, условно можно поделить на два типа согласно особенностям геологического строения.

На данный момент с самого начала эксплуатации на опытно-промышленных участках баженовской свиты используются наклонно-направленные и многозабойные скважины и метод термогазового воздействия, как метод увеличения нефтеотдачи для эксплуатации на упругом режиме. Оба способа показали себя как эффективные при условии учёта геологических особенностей конкретных месторождений.

На данном этапе развития технологий для экономически рентабельного извлечения углеводородов из баженовской свиты следует подходить комплексно к решению технологических задач в процессе освоения и разработки месторождений.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Якуш С.Е., Полищук А.М. Разработка баженовской свиты: проблемы и подходы. // Процессы в геосредах. – 2019 – №4 – С.540-541.
2. Саранча А.В., Гарина В.В., Митрофанов Д.А., Левитина Е.Е. Результаты опытно-промышленной разработки баженовской свиты на Западно-Сахалинском месторождении. // Фундаментальные исследования. – 2015. – № 2-14. – С. 3052-3055.
3. Конторович А.Э., Родякин С.В., Бурштейн Л.М., Костырева Е.А., Рыжикова С.В., Ян П.А. Пористость и нефтенасыщенность пород баженовской свиты // Геология нефти и газа. – 2018. – № 5 – С. 61-73
4. Немова В.Д., Панченко И.В., Ильин В.С., Смирнова М.Е. Обзор результатов разработки баженовской свиты в связи с её геологическим строением и пластовыми условиями (на примере Средне-Назымского и Самымского месторождений) // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений – 2017 – №1 – С. 38-45.
5. Саранча А.В., Митрофанов Д.А., Саранча И.С., Овезова С.М. Разработка баженовской свиты на Ай-Пимском месторождении. // Современные проблемы науки и образования – 2015 – №1-1 – С. 204.
6. Шеколдин К.А. Исследование возможностей регулирования технологии термогазового воздействия на залежи баженовской свиты // Территория Нефтегаз – 2012 – №9 – С. 66-71.
7. Кокорев В.И., Дарищев В.И., Ахмадейшин И.А., Шеколдин К.А., Боксерман А.А. Результаты промысловых испытаний и перспективы развития термогазового способа разработки залежей баженовской свиты в ОАО «РИТЭК» // Опыт – 2014 – №11 – С. 26-28.
8. Колос В.Ю., Саранча А.В. Разработка баженовской свиты термогазовым воздействием на месторождениях АО «РИТЭК» // Наука и образование сегодня – 2019 – №10 – С. 8-11.

ИМПОРТОЗАМЕЩАЮЩИЕ СМАЗОЧНЫЕ ДОБАВКИ ДЛЯ УТЯЖЕЛЕННЫХ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

Мойса Ю.Н.¹, Марусов М.А.²

¹ООО «НПО «Химбурнефть», ²ООО «Сервис Пром Комплектация»

Ключевые слова: утяжеленные буровые растворы, смазочные и противоприхватные добавки, коэффициент трения, компьютерное проектирование свойств буровых растворов

В современной практике инжиниринга буровых растворов в России коэффициент трения (Ктр) пары «металл-металл» растворов на водной основе (РВО) и растворов на углеводородной основе (РУО) определяется по ГОСТ Р 56946-2016 [1]. При обработках РВО сырой нефтью снижается Ктр между трубами и фильтрационной коркой, уменьшается опасность прихватов. Испытаниями экологически безопасной смазочной добавкой ФК Плюс установлено, что ее эффективность по величине снижения Ктр в диапазоне концентраций от 1,0 до 5,0% об. в РВО в 6 - 7 раз выше в сравнении с нефтью. Для утяжеленных (2,00 - 2,05 г/см³) баритом полимерглинистых лигносульфонатных РВО наиболее эффективное снижение Ктр до 0,14 - 0,15 (58,8%) достигается применением композиции смазочных добавок смешанного механизма действия: 66% ФК-Н + 34% ФК-2000 (ФК Плюс) при концентрации 6,0 % об. [2].

Лабораторным тестированием реальных утяжеленных (1,70 г/см³) баритом эмульсионных буровых растворов на углеводородной основе (ЭРУО) скв. № 510 Абино-Украинская (забой 3200 м) по Ктр показано, что для утяжеленных ЭРУО применяемых на Кубани возможно снижение Ктр до 0,05 (70%) при введении 3,0% об. импортозамещающей смазочной добавки ФК-М на основе эфиров и растительного масла выпускаемой по ТУ 2458-001-49472578-2009 ООО «НПО «Химбурнефть».

Сравнительными испытаниям утяжеленного (1,30 г/см³) баритом полимер – глинистого РВО смазочных свойств по величине Ктр и противоприхватных свойств по величине коэффициента дифференциального прихвата (Кп) на границе «глинистая корка - металл» при перепаде давления 3,34 МПа на приборе «Sticking Tester» по ГОСТ Р 56946-2016 установлено, что при введении 0,5%, 1% и 2,0% об. ингибирующей смазочной добавки ФК Плюс происходит одновременное улучшение смазочных и противоприхватных свойств РВО: Ктр снижается от 0,34 до 0,15 (55,9 %) и Кп снижается от 0,055 до 0,026 (52,2%).

Для уменьшения вероятности прихватов и осложнений в стволе скважины, предотвращения дифференциального прихвата и снижения величины вертикальной силы при освобождения бурового инструмента необходимо значительно уменьшить величину Ктр и Кп бурового раствора. Проектирование свойств буровых растворов для различных геолого-технических условий с учетом эмпирических зависимостей технологических показателей РВО по методикам ВНИИКРнефть и смазочных свойств по ГОСТ Р 56946-2016 позволит в соответствии с разработанной компьютерной программой рассчитать усилия при освобождения бурового инструмента по всему профилю скважины, обеспечить предупреждение осложнений при строительстве нефтегазовых скважин на Северном Кавказе и других регионах РФ.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. ГОСТ Р 56946-2016 (ИСО 13500:2008) / Нефтяная и газовая промышленность. Материалы буровых растворов. Технические условия и испытания // Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии, Москва, 2016.
2. Марусов М.А., Мойса Ю.Н. / Современные тенденции применения ингибирующих смазочных добавок для утяжеленных буровых растворов Кубани // Специализированный журнал «Бурение и нефть», 2021, № 7-8, С. 26-29.

ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ ТОНКОДИСПЕРСНЫХ ЧАСТИЦ ПРИ УПРАВЛЕНИИ СВОЙСТВАМИ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

Мурысов Р.Р.

Уфимский государственный нефтяной технический университет

Ключевые слова: бурение, буровой раствор, буровая промывочная жидкость, биополимерный буровой раствор, тонкодисперсные частицы, наночастицы

Бурное развитие науки позволяет внедрять современные технологии и усовершенствовать имеющиеся в нефтегазовом секторе. Проблема качественного вскрытия продуктивного горизонта всегда была и есть проблема актуальная [1]. Один из самых эффективных методов решения данной проблемы является применение бурового раствора с хорошо управляемыми технологическими параметрами.

Широкое применение при вскрытии продуктивных пластов получили биополимерные безглинистые буровые растворы. Псевдопластичность раствора обеспечивает отличную очистку, транспортировку, а так же низкие давления в циркуляционной системе, при этом сохраняя фильтрационно-емкостные свойства пласта [2,3].

Изучение тонкодисперсных частиц началось еще в прошлом веке, однако популярность обрели в текущем столетии. Наночастицы обладают различными необычными свойствами. Система является наиболее управляемой при использовании тонкодисперсных частиц с большой удельной поверхностью и активными функциональными группами. За счет высокой удельной поверхности тонкодисперсные способны менять реологию промывочной жидкости [4]. Фильтрация бурового раствора после добавления в нее наночастиц идет на спад. Так же при добавлении частиц уменьшается коэффициент трения между инструментом и стенкой скважины. Дополнительным плюсом является постоянная плотность раствора. Стоит заметить, что применение такого рода соединений в рецептуре бурового раствора позволит значительно снизить количество используемых реагентов.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Логинова М.Е., Конесев Г.В., Тептерева Г.А., Баулин О.А., Мовсумзаде Э.М., Бабушкин Э.В., Буянова М.Г. Применение метода планированного эксперимента для обоснования рецептуры модифицированного бурового раствора // Промышленное производство и использование эластомеров. 2021. № 4. С. 27-34. DOI: 10.24412/2071-8268-2021-4-27-34.
2. Логинова М.Е., Тептерева Г.А., Баулин О.А., Мовсумзаде Э.М., Бабкина А.А., Четвертнева И.А., Чуйко Е.В., Ахтямов Э.К. Синергетический эффект композиций крахмала и камеди для дисперсионных сред // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2022 № 1-2. С. 83–87. DOI: 10.24412/0131-4270-2022-1-2-83-87
3. Логинова М.Е., Мовсумзаде Э.М., Четвертнева И.А., Шаммазов А.М. О профилях скоростей биополимерных буровых растворов. Рос.хим.ж. (Ж. Рос. Хим. об-ва). – 2022. – Т.LXVI. - №3. – С.50-55.
4. Минаков, А.В. Результаты экспериментальных исследований влияния добавок наночастиц на свойства буровых растворов /А.В.Минаков, А.С. Лобасов, Е.И. Михиенкова // Материалы XXI Всероссийской научной конференции с международным участием "Сопряженные задачи механики реагирующих сред, информатики и экологии". – Томск: – 2018. – С. 55–59.

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ПРОЦЕССА ТРАНСПОРТИРОВАНИЯ ШЛАМА ПУТЕМ ПРИМЕНЕНИЯ МЕХАНИЧЕСКИХ ОЧИСТНЫХ УСТРОЙСТВ ПРИ БУРЕНИИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

Мухаметов Ф.Х.

ООО «РН-БашНИПИнефть»

Ключевые слова: горизонтальная скважина, очистка скважины от шлама, турбулизатор, турбулизация потока промывочной жидкости, рациональное спиральное оребрение

С каждым годом возрастает количество скважин с большими отходами и горизонтальными участками. При этом зачастую возникают сложности с процессом очистки ствола скважины от выбуренного шлама. Согласно проведенному литературному обзору, одним из вариантов совершенствования процесса транспортирования шлама является турбулизация потока промывочной жидкости.

Турбулентный режим движения жидкости создает в скважине завихрение потока жидкости, приподнимает шлам, осевший на нижней стенке скважины, и переносит его в верхнюю широкую часть кольцевого пространства, где осевая скорость потока наиболее высока. Для этих целей могут применяться различные механические очистные устройства. В качестве решения проблемы по очистке скважины от шлама предлагается применение конструкции замка-центратора-турбулизатора (ЗЦТ) в составе компоновки бурильных труб.

Для обоснования эффективности применения предлагаемой компоновки были проведены исследования по характеру влияния спирального оребрения ЗЦТ на процесс транспортирование шлама на разработанной экспериментальной установке. Модель буровой установки выполнен в виде испытательного стенда для проведения исследований процессов передачи нагрузки на долото и очистки скважины от шлама с применением комбинированной бурильной колонны и механических очистных устройств при бурении скважин с большой протяженностью горизонтального участка.

Основные рабочие узлы установки: силовой верхний привод, талевая система и лебедка, система циркуляции, компоновка низа бурильной колонны с долотом и бурильные трубы, стандартные замковые соединения труб и замковые соединения со спиральным оребрением (угол наклона спирали 10°, 20°, 30°), блок управления. Установка оборудована следующими датчиками: датчик числа оборотов, датчик крутящего момента; расходомер, электронный датчик давления, устьевого датчик веса на крюке и забойный датчик давления на долото.

На испытательном стенде проведено 48 экспериментов с различными компоновками бурильной колонны и режимами бурения. Проведен сравнительный анализ различных компоновок по характеру влияния на транспортирование шлама, в результате которого экспериментально установлена рациональная геометрия спирально-оребренного участка механических очистных устройств. По результатам проведенных исследований разработаны различные типоразмеры ЗЦТ, в зависимости от применяемого в компоновке бурильного инструмента.

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ СЦЕНАРИЕВ ПАВ-ПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ НА ОСНОВЕ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

Насыбуллин А.В., Орехов Е.В.

Альметьевский государственный нефтяной институт

Ключевые слова: гидродинамическое моделирование, ПАВ-полимерное заводнение

Эффективность разработки месторождений высоковязкой нефти можно повысить за счет использования гидродинамических и физико-химических МУН. Классически признанными методами считаются оптимизация режимов работы системы ППД и комплексное заводнение с использованием полимеров и ПАВ [1,2].

Проведение расчетов на гидродинамической модели требует тщательного подхода к оценке ФЕС пород моделируемого участка и свойствам ПАВ-полимерной композиции, проявляемым в пластовой системе, а следовательно, требований к качественно проведенной адаптации модели по истории разработки.

В качестве объекта взят участок Бахчисарайского нефтяного месторождения. Количество скважин – 41 ед., в том числе 9 нагнетательных, 26 лет истории разработки, вязкость нефти составляет 66,3 мПас. Объект характеризуется тенденцией к плавному снижению дебита нефти при росте обводненности, что позволяет отнести его к кандидатам на применение МУН, в т.ч. и большеобъемным закачкам ПАВ-полимерной композиции.

Эффективность ПАВ-полимерного заводнения сложно оценить на неадаптированных моделях, поэтому в качестве основного инструмента моделирования был выбран программный комплекс для гидродинамического моделирования FlowER (ПАО «Татнефть»), позволяющий быстро и эффективно решать задачи автоматической адаптации модели по ряду параметров, таких как проницаемости, геометрия контуров насыщенности и коэффициенты кривых ОФП.

Расчет прогнозных вариантов проводился на период 10 лет, в течении которого моделировалась закачка композиций с различными концентрациями реагентов для разных долей порового пространства. Массовая концентрация ПАА задавалась равной 0,2 и 0,25%, для ПАВ 0,5 и 1,5% соответственно.

Сравнение полученных результатов с базовым сценарием (без закачки реагентов) показало эффективность варианта закачки композиции с концентрацией ПАВ 1,5% и ПАА 0,2% в объеме 0,05 от порового.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Kamal M. S., Sultan A. S. Review on Polymer Flooding: Rheology, Adsorption, Stability, and Field Applications of Various Polymer Systems. / Kamal M. S., Sultan A. S., Al-Mudaiyedh U. A., Hussein I. A // Polymer Reviews. – 2015. – P. 1–40. – DOI: 10.1080/15583724.2014.982821.
2. Sheng J. J., Leonhardt B., Azri N. Status of Polymer-Flooding Technology // Journal of Canadian Petroleum Technology. – 2015. – V. 54, Is. 02. – P. 116-126. – DOI: 10.2118/174541-PA.
3. Моделирование ПАВ-полимерного заводнения с использованием нового программного продукта FlowER / А. В. Насыбуллин, М. Г. Персова, Е. В. Орехов, А.А. Лутфуллин, М.Р. Хисаметдинов, Е.П. Орлова// Нефтяное хозяйство. – 2021. – № 7. – С. 40-43. – DOI 10.24887/0028-2448-2021-7-40-43.

ТРАНСФОРМАЦИЯ ОТЕЧЕСТВЕННОГО НЕФТЕГАЗОВОГО СЕКТОРА В УСЛОВИЯХ ДЕКАРБОНИЗАЦИИ

Нугаматуллина К.Д.¹, Головина Е.И.¹, Irina Filatova²

¹*Санкт-Петербургский горный университет,*

²*Ph.D. in Economics, Ariel University*

Ключевые слова: предприятия нефтегазовой отрасли, декарбонизация, альтернативные источники энергии, снижение углеродного следа, стратегии развития нефтегазовых компаний.

Экологические, экономические и социальные факторы, оказывающие давление на нефтегазовый сектор (НГС), в совокупности с ухудшающимися геологическими условиями (увеличение доли ТРИЗ), являются непосредственными драйверами в процессе трансформации нефтегазового бизнеса. Академическое сообщество рассматривает три возможные стратегии развития нефтегазовых компаний: 1) остаться в НГС без каких-либо изменений; 2) финансировать новые отрасли, в частности, «чистые» виды топлива; 3) уходить из отрасли вовсе [1]. Наиболее реализуемой стратегией развития нефтегазового бизнеса в рамках снижения углеродного следа считается инвестирование в развивающиеся сегменты энергетики:

Таблица 1 – Сравнительный анализ направлений инвестирования отечественными нефтегазовыми компаниями [3]

	Солнечная энергия	Ветряные мельницы	Ядерная энергетика	Водородная энергетика
Преимущества	- Безопасная; - экологичная.	- Большой объем энергии (КПД 50%)	- минимальное воздействие в процессе потребления; - высокий КПД.	- экологичная; - продукт горения – пар; - много способов получения
Недостатки	- Низкий КПД (20%); - зависимость от климата; - положения солнечной батареи к лучам солнца; - высокие первоначальные вложения на приобретение панелей и проблема их утилизации.	- Повышенный уровень шума; - дополнительные затраты на приобретение конструктивных элементов.	- Потребление больших объемов воды; - нет безопасной утилизации; - катастрофические последствия аварий.	- большая себестоимость; - нет инфраструктуры; - утечки водорода; - затраты на жаропрочные металлы из-за высокой температуры горения.

Проведенный анализ направлений позволил выявить наиболее приоритетное - водородная энергетика. Стоит отметить, что Россия обладает конкурентными преимуществами в данном направлении: наличие природных ресурсов; значительный резерв генерирующих мощностей, позволяющий производить водород энергоемкими методами; географическая близость к потенциальным рынкам сбыта; существование развитой газотранспортной инфраструктуры [2].

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Нихил Ати, Димитар Костадинов, Дидерик Нелиссен и Спандан. Стратегии для компаний OFSE, борющихся с энергетическим переходом McKinsey & Company. 24.11.2021 – URL: <https://www.mckinsey.com/industries/oil-and-gas/our-insights/strategies-for-ofse-companies-confronting-the-energy-transition>;
2. Толкачев В. Водородная энергетика: что это такое и почему за ней будущее // National Geographic. Россия. 2021. URL: <https://nat-geo.ru/science/vodorodnaya-energetika-cto-eto-takoe-i-pochemu-za-nej-budushee/>;
3. Тычков А.Ю., Каткова К.А. Технологии проектирования систем обеспечения альтернативной энергии // Вестник Пензенского государственного университета. 2021. №2.

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕХНОЛОГИИ ПО ЗАКАНЧИВАНИЮ И ОСВОЕНИЮ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ УДМУРТСКОЙ РЕСПУБЛИКИ

Никитина О.В., Иванова Т.Н., Санникова Ю.О.
Удмуртский государственный университет

Ключевые слова: заканчивание скважин, фильтрационно-емкостные свойства породы, кислотная обработка, эмульсионный буровой раствор

В настоящее время нефтедобывающая отрасль Удмуртской Республики (УР), как и во многих других областях РФ, подошла к периоду, когда в значительной степени выработаны запасы углеводородов, принадлежащие к залежам с хорошими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) и относительно простым строением. Для восполнения ресурсной базы углеводородов все в больших объемах вовлекаются в разработку запасы нефти, которые по тем или иным критериям относят к трудноизвлекаемым.

Помимо этого, изучалось влияние эмульсионного бурового раствора (ЭБР) на ФЕС пласта. Эмульсионные буровые растворы – системы, содержащие воду, глину, утяжелитель, добавки нефти или другого какого-либо углеводородного компонента (дизельного топлива, солярового масла, смада и т. д.), обработанные химическими реагентами. Для лучшего диспергирования нефтяного компонента к ним добавляют специальные эмульгаторы. На основе полученных результатов лабораторных исследований установлено, что при воздействии эмульсионного бурового раствора ЭБР на высокопроницаемые терригенные породы происходит в разной степени снижение фильтрационных характеристик призабойной зоны пласта, в зависимости от величины репрессии. Данное ухудшение фильтрации нефти после обработки обусловлено проникновением фильтрата бурового раствора в поровое пространство и естественным формированием кольматирующего слоя.

При освоении скважин качество работы с продуктивным пластом напрямую зависит от сообщения трубного пространства с заколонным. При спуске уже перфорированного «хвостовика» технологические отверстия «закрыты» заглушками. При освоении скважин интервал фильтров шаблонируют компановкой (разбуривают), иначе говоря, открывают отверстия хвостовика. Но не всегда получается качественно вскрыть отверстия, и тем самым ухудшается сообщение «трубное пространство-пласт».

С целью решения данной проблемы, проводились лабораторные исследования, в процессе которых полиамидные заглушки проверялись на предмет растворения в следующих кислотных составах: соляная кислота (HCl) концентрации-12%; соляная кислота HCl-24%; плавиковая кислота (HF) концентрации 3%. В результате исследований было выявлено, что заглушки эффективней всего растворяются в соляной кислоте концентрацией 24%, в течении 24 ч.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Учебник для вузов. - М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001. - 679с.
2. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Заканчивание скважин: Учебное пособие для вузов. – М.: Недра, 2000. - 670с.
3. Булатов А.И., Аветисов А.Г. Справочник инженера по бурению – Том 1,2 – М.: Недра, 1985.
4. Булатов А.И., Проселков Ю.М. Бурение и освоение нефтяных и газовых скважин. Терминологический словарь – справочник. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2007. - 255с.

ПОВЫШЕНИЕ КАЧЕСТВА СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ НЕУСТОЙЧИВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ УДМУРТСКОЙ РЕСПУБЛИКИ

Никитина О.В., Мырнин Д.А.

Удмуртский государственный университет

Ключевые слова: строительство скважин, буровые растворы на углеродной основе, проходка, неустойчивые породы.

Повышение качества строительства скважин всегда является актуальным вопросом, а в условиях неустойчивых пород особенно. На территории Удмуртской Республики такие породы распространены на уровне Сарайлинской свиты в интервалах бурения от 1400 м до 1900 м. Представлена Сарайлинская толща в основном песчано-глинисто-алевролитовыми породами, изредка встречаются прослои углисто-глинистых сланцев, а в нижней части - известняков.

При бурении любых скважин на том или ином интервале бурения появляются осложнения. При проходке в интервале залегания Сарайлинской свиты в Удмуртской Республике возможны такие осложнения как осыпи, обвалы стенок скважины, прихваты, посадки, затяжки, заклинка бурового инструмента. Как следствие, возникают различные инциденты и аварии при бурении, которые приводят к снижению качества и скорости строительства скважин, и неизбежно к увеличению затрат на их строительство.

Одним из путей решения данной проблемы при бурении скважин на территории Удмуртской Республики является применение буровых растворов на углеродной основе (РУО). Буровой раствор на углеродной основе, который применяют при бурении таких скважин – это инвертно-эмульсионный буровой раствор на минеральном масле с крайне низкими фильтрационными свойствами (показатель фильтрации при высоких температурах и давлении не превышает $1\text{см}^3/30\text{мин}$).

Для приготовления РУО необходимо предусмотреть наличие на бурового гидравлического диспергатора, парка емкостей с механическими перемешивателями, обвязанных насосами с гидроворонкой или фрезерно-струйной мельницы, емкости для приготовления раствора хлористого кальция объемом не менее 20 м^3 , а также цементировочного агрегата ЦА-320 или возможности производить диспергирование буровым насосом. При этом предусмотреть возможность диспергации раствора вне зависимости от проводимых работ по бурению скважины.

Использование РУО при бурении интервалов залегания Сарайлинской свиты позволяет предотвратить набухание неустойчивых глинистых отложений, слагающих данный интервал, в следствие чего вероятность возникновения различных осложнений сводится к минимуму и затраты на строительство скважин сокращаются.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: Учебник для студентов вузов. - в 5 т. Т.3/ Г.В Конесев [и др.]; под ред. В.П. Овчинникова .- М.: Тюмень, 2014 - 538 с. (<https://www.geokniga.org/bookfiles/geokniga-tehnologiya-bureniya-neftyanyh-i-gazovyh-skvazhin-v-5-tomah-tom-3.pdf>)
2. Кудайкулова, Г.А. Буровые глинистые растворы: учебное пособие /– М.: Алматы: КазНТУ, 2003. - 137 с. (<https://www.geokniga.org/books/17730>)
3. Мавлютов, М. Р. Технология бурения глубоких скважин : учебное пособие для вузов / М. Р. Мавлютов, Л. А. Алексеев, К. И. Вдовин - М. : Недра, 1982. - 27 с. (<https://www.geokniga.org/books/6811>)

МЕТОДИЧЕСКИЙ ПОДХОД ПО ОПТИМИЗАЦИИ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ СО СЛОЖНЫМ ГЕОЛОГИЧЕСКИМ СТРОЕНИЕМ

Никифоров В.В., Котенев А.Ю.

Научный центр мирового уровня (НЦМУ) «Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты»

ФГБОУ ВО Уфимский государственный нефтяной технический университет

Ключевые слова: литолого-фациальный анализ, тюменская свита, гранулометрия, блоковое строение, тектонические нарушения, фильтрационно-емкостные свойства, капиллярные барьеры.

Одним из приоритетных направлений в нефтяной геологии является рациональное освоение трудноизвлекаемых запасов (ТриЗ) нефти на зрелых залежах со сложным геологическим строением и структурой порового пространства. Важным критерием, по которому принято относить месторождение к сложным - наличие дизъюнктивных нарушений. Активное проявление тектонических процессов, основная причина формирования неструктурной пустотности включая тектонические трещины в зонах деструкции.

Для эффективной выработки остаточных запасов на ряде месторождений Западной Сибири с разломно-блоковым строением решены следующие задачи:

- определены граничные значения проницаемости зон деструкции на основе комплексного подхода анализа интерференции скважин статистическим методом ранговой корреляции; в качестве контрольных показателей и увязки гидродинамической взаимосвязи между скважинами использовались данные прямых методов (ГДИС, индикаторные исследования); коэффициент корреляции был подкреплен расчетами направлений линий тока жидкости по гидродинамическим моделям [1];
- построены детальные литолого-фациальные модели продуктивных пластов с целью понимания распределения фильтрационных неоднородностей; анализ фаций и зон разрывных нарушений подтверждает постседиментационный характер разломов, дизъюнктивы не влияют на пространственное распределение толщин и литологических характеристик пород, но имеют отражение на фильтрационные свойства внутри фациальных тел [2].

Таким образом в результате проведенных исследований предложен комплексный методический подход, позволяющий оперативно решать вопросы регулирования разработки месторождений, осложненных разломно-блоковой тектоникой с учетом особенностей литолого-фациального строения.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. В. В. Никифоров, А. В. Стенькин, Ю. А. Котенев Предложения по освоению остаточных запасов нефти месторождения Шаимского нефтегазоносного района со сложным разломно-блоковым строением. Территория Нефтегаз. – 2022. – № 5-6. – С. 56-63.
2. С.В. Арефьев, В.В. Никифоров, Ю.А. Котенев, Н.В. Шабрин, А.Р. Шарафутдинов Особенности выработки запасов нефти юрско-нижнемеловых отложений на основании уточнения литолого-фациального строения месторождения. Нефть. Газ. Новации, №3(256), с. 26-31.
3. В. В. Никифоров, Ю. А. Котенев Геотектонические критерии потенциала нефтегазоносности Шаимского региона. Вестник Академии наук Республики Башкортостан. – 2022. – Т. 42. – № 1(105). – С. 39-47.

РАЗРАБОТКА РЕЦЕПТУРЫ БУРОВОГО РАСТВОРА, ПРИМЕНЯЕМОГО ДЛЯ БУРЕНИЯ В ХЕМОГЕННЫХ ПОРОДАХ

*Никишин В.В., Блинов П.А., Соломенникова А.И.
Санкт-Петербургский горный университет*

Ключевые слова: полимерный буровой раствор, хемогенные породы; реологические свойства; стабильность ствола скважины

В связи с сокращением разведанных и подтвержденных запасов неглубоко залегающих нефти и газа, большого количества бездействующих скважин, сложные и глубинные залежи становятся наиболее интересными в плане разведки месторождений УВ. В настоящее время, одним из перспективных методов интенсификации добычи углеводородов и полноты их извлечения из недр является разработка месторождений за счет бурения горизонтальных скважин (ГС) и боковых горизонтальных стволов (БГС). Бурение сверхглубоких скважин в сложных горно-геологических условиях, представленных наличием терригенно-хемогенных отложений большой толщины осуществляется при высоких термобарических условиях и сопровождается рядом технологических осложнений. Высокая температура и давление, а также повышенная минерализация оказывают негативное влияние на стабильность и реологию буровых растворов.

Объектом исследования является строительство скважины. Предмет исследования – полимерный буровой раствор на водной основе, предназначенный для проводки скважин при высоких термобарических условиях. Цель работы – повышение эффективности освоения скважин при проходке хемогенных пород на горизонтальных участках. Идея работы заключается в создании устойчивой к солям полимерной системы на водной основе.

На основе научного литературного обзора в докладе приводится анализ стабильности полимерных комплексов. В рамках исследования были выполнены эксперименты для оценки реологического поведения разработанных систем с учетом влияния минерализации, повышенной температуры и давления. Проанализированы имеющиеся экспериментальные данные и выполнен сравнительный анализ эффективности различных систем.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Dvoynikov M.V., Blinov P.A. Rheological and Filtration Parameters of the Polym Salt Drilling Fluids Based on Xanthan Gum // Journal of Engineering and Applied Sciences– 2020. – Vol. 15, pp. 694-697. DOI: 10.36478/jeasci.2020.694.697.
2. Liu, JP; Dai, ZW; Xu, K Xu; Yang, YP; Lv, KH; Huang, XB; Sun, JS. Water-Based Drilling Fluid Containing Bentonite/Poly (Sodium 4-Styrenesulfonate) Composite for Ultrahigh-Temperature Ultradeep Drilling and Its Field Performance // SPE Journal. – 2020. – Т. 25. – №. 3. – pp. 1193–1203. DOI: 10.2118/199362-PA.

УВЕЛИЧЕНИЕ МЕХАНИЧЕСКОЙ СКОРОСТИ БУРЕНИЯ ТЕРМОБУРОВЫМ СНАРЯДОМ ДЛЯ ВСКРЫТИЯ ОЗЕРА ВОСТОК

Никишин В.В., Блинов П.А., Клыкова А.В., Коротков П.А.

Санкт-Петербургский горный университет

Ключевые слова: Антарктида, озеро Восток, бурение, термобуровой снаряд, буровой раствор

В работе рассматриваются проблемы бурения термобуровым снарядом в Антарктиде. Статья обосновывает актуальность разработки новых технических решений для изучения подледникового озера Восток. Традиционные технологии бурения не применимы в условиях строгого контроля экологической безопасности проведения работ при исследовании озера. Сохранение целостности и стерильности добытого керна необходимо для дальнейшего изучения материала, в частности живых организмов, являющихся источником информации об условиях жизни на планете в течение миллионов лет, в том числе и климатических изменениях. В статье рассмотрены модели экспериментальных колонковых жидкостных термобуровых снарядов, разработанных ранее для бурения в условиях Антарктиды, проведен обзор существующих теплоносителей.

Объект исследования – строительство скважины для вскрытия реликтового озера Восток. Предметом исследования выступают рассматриваемые теплоносители, а именно техническая вода, полиметилсилоксановая и топливо самолетное ТС-1 (беспарафинный керосин). Целью исследования является увеличение механическую скорость бурения без рисков экологического загрязнения, подобрав оптимальный теплоноситель для термобуровых снарядов.

В работе изучены зависимости механической скорости бурения от расхода теплоносителя, его температуры и технических характеристик. Представлены математические расчеты теоретической скорости бурения в соответствии с реологическими и теплофизическими свойствами каждого теплоносителя. Графически представлены результаты расчетов и сравнение характеристик растворов.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Кудряшов Б.Б., Земцов А.А., Шкурко А.М., Меньшиков Н.Г./ Устройство для колонкового бурения льда. А. с. СССР № 1500758 / Бюл. изобр. 1989, № 3.
2. Кудряшов Б.Б., Литвиненко В.С. К теории процесса бурения скважин и упрочнения горных пород плавлением – /Устойчивость и крепление горных выработок. Межвуз. сб. науч. трудов/ Ленинградский горный институт. – Л.: Изд-во ЛГИ, 1990 – с. 117 – 122

ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕТОДИКИ ПОДБОРА РОТОРНО-УПРАВЛЯЕМЫХ СИСТЕМ НА ОСНОВЕ АЛГОРИТМА МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ – RANDOM FOREST CLASSIFIER

*Никишин В.В., Блинов П.А., Терехин В.А.
Санкт-Петербургский горный университет*

Ключевые слова: машинное обучение в бурении скважин, искусственный интеллект в нефтегазовой отрасли, модель random forest classifier, методика подбора роторно-управляемых систем, роторно-управляемые системы (РУС), random forest classifier.

Объектом исследования является строительство скважины. Предмет исследования - оптимизация процесса подбора оборудования с применением современных компьютерных технологий. Цель работы – повышение эффективности бурения скважин путем применения метода машинного обучения – Random Forest Classifier, для составления методик подбора РУС. Разработка методик подбора РУС осуществлялась с учетом следующих рабочих характеристик: диаметр скважины, интенсивность пространственного искривления, скорость вращения долота, расход и плотность бурового раствора и рабочая температура на забое скважины. Каждый из экспериментов был выполнен на двух вычислительных машинах: «HP Pavilion Gaming 15-dk0069ur» и сервере компании Google – «Серверный ускоритель Python 3 на базе Google Compute Engine», используемом через сервис – Google Collaboration. Написание кода осуществлялось на языке программирования – Python (версия 3.8.10). Используемые библиотеки: NumPy, Pandas, Scikit-learn.

В рамках исследования были выполнены вычислительные эксперименты для оценки точности применяемых методик и скорости обучения алгоритма. Полученные результаты подтверждают целесообразность использования машинного обучения для решения прикладных задач, в рамках которых необходимо выявить взаимосвязь между заданными параметрами. Машинно-обученные модели позволяют создавать разнообразные сценарии за максимально короткие сроки, благодаря чему можно более детально изучать влияние рассматриваемых параметров на протекающие процессы.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Dvoynikov M. V. Research on technical and technological parameters of inclined drilling // Записки Горного института. – 2017. – Т. 223. – С. 86-92. DOI: 10.18454/pmi.2017.1.86

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ПОДХОДОВ К ПРОЕКТИРОВАНИЮ КИСЛОТНЫХ ОБРАБОТОК КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

Новиков В.А., Мартюшев Д.А.

ФГАОУ ВО «Пермский национальный исследовательский политехнический университет»

Ключевые слова: кислотная обработка, карбонатный коллектор, проектирование, методы математической статистики, ранговая матрица, корреляционно-регрессионный анализ.

Многолетний опыт применения кислотных обработок в карбонатных коллекторах не решил проблем, связанных с их проектированием: ежегодно до 45 % скважино-операций не достигает плановых показателей эффективности вследствие совокупного влияния геологических и технологических факторов [1]. Изменение геологических характеристик пласта ограничено техническими и экономическими возможностями предприятий, что предусматривает необходимость совершенствования мероприятий за счет оптимизации их дизайна. Другим сложным вопросом является прогнозирование результата стимуляции, выполняемое с применением теоретических моделей распространения червоточин, гидродинамического моделирования или аналитических методов, использование которых либо сопровождается математическими расчетами с участием трудноопределимых на практике параметров, либо субъективно [2]. Наиболее перспективным способом прогнозирования эффективности кислотных обработок при наличии качественных промысловых данных представляется статистическое моделирование.

В исследовании на примере карбонатных отложений месторождений Пермского края демонстрируется применение t -критерия Стьюдента, U -критерия Манна-Уитни для систематизации полевых и лабораторных результатов кислотных обработок, обоснование оптимальных технологических параметров воздействия на базе фильтрационных экспериментов на керне и авторского метода ранговой матрицы, прогнозирование показателей эффективности на основе многоуровневого корреляционно-регрессионного анализа. Установлено, что мгновенный прирост дебита нефти определяется технологическими параметрами воздействия, дополнительная добыча и продолжительность эффекта – кратностью обработки, энергетическим и горно-геологическим состоянием призабойной зоны. По результатам оценки оптимальных технологических параметров кислотных обработок отмечено, что при первичном воздействии рекомендуется ограничивать объем кислоты до 2 м³/м, при повторном – до 4 м³/м при выдержке в пласте не менее 4 часов. Для прогнозирования начальных и интегральных показателей эффективности мероприятий различной вариации разработан ряд регрессионных моделей со средней ошибкой расчета от 4,0 до 17,2 %, что подтверждает их практическую применимость.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Мартюшев Д.А., Новиков В.А. Совершенствование кислотных обработок в коллекторах, характеризующихся различной карбонатностью (на примере нефтяных месторождений Пермского края) // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2020. – Т. 331. – № 9. – С. 7–17.
2. Новиков В.А. Методика прогнозирования эффективности матричных кислотных обработок карбонатов // Недропользование. – 2021. – Т. 21. – № 3. – С. 137–143.

УПРАВЛЕНИЕ И ПРОГНОЗИРОВАНИЕ СРОКОВ ОБУСТРОЙСТВА И СТРОИТЕЛЬСТВА КУСТОВЫХ ПЛОЩАДОК С ПРИМЕНЕНИЕМ ПРОГРАММНЫХ ПРОДУКТОВ

*Нургалиев И.И., Власов В.А., Ишбаев Г.Г.
ООО «Газпром ЦПС», ООО НПП «Буринтех»*

Ключевые слова: календарно-сетевое планирование, календарно-сетевой график, управление проектом, прогнозирование сроков, графики бурения

Планирование позволяет организовывать, уточнять и координировать работу на всем протяжении проекта [1,2]. Целью планирования является прогнозирование сроков строительства скважин, кустовых площадок и движения (мобилизация/демобилизация, монтаж/демонтаж) буровых установок для реализации проектов, содержащих фактическую информацию о ходе выполнения работ, что позволяет сформировать прогноз дальнейшей реализации проектов и выполнить оценку возможных отклонений от утверждённых сроков.

Проблематика существующего подхода к разработке и ведению графиков бурения заключается в том, что:

- графики бурения не содержат численного отражения продолжительности операций;
- Отсутствует инструмент для формирования прогноза сроков / инвестиций на основании фактических данных и др.

Применение календарно-сетевого планирования является эффективной моделью управления, в рамках строительства объектов нефтегазовой промышленности, позволяющая прогнозировать, анализировать, а также минимизировать возможную стагнацию или задержки в процессе реализации инвестиционного проекта. Определение ключевых событий (вех) проекта, формулирование поэтапных мероприятий укрупненных работ, определив их взаимные зависимости позволит управлять проектом, видеть критические пути, на всей стадии жизненного цикла.

Конкретная детализированная структура сетевых графиков бурения на разных уровнях и стадиях планирования проекта зависит от утвержденных норм времени на выполнение технологических операций при строительстве нефтяных и газовых скважин, принятых в буровых предприятиях, осуществляющих обустройство и строительство кустовых площадок. Помимо норм времени, в проектную документацию входят: групповые рабочие проекты на обустройство кустовых площадок, расчеты цен работ по строительству объектов и др. После формирования структуры графика, используются системы для управления проектами, предоставляющие руководителю набор средств: диаграммы Ганта, и др. [1,2].

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Полковников А. Эффективное управление проектами. Полный курс MBA / А. В. Полковников, М.Ф. Дубовик. – М.: Олимп-Бизнес, 2022 – 552 с.
2. Стандарт управления проектом и руководство к своду знаний по управлению проектом (Руководство РМВОК) / Project Management Institute – Chicago: Independent Publishers Group, 2021 – 374 с.

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССА ОБРАЗОВАНИЯ ОТЛОЖЕНИЙ ПАРАФИНА НА ВНУТРЕННЕЙ ПОВЕРХНОСТИ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ

Парфенов Д. В., Сандыга М. С.

Санкт-Петербургский горный университет

Ключевые слова: асфальтосмолопарафиновые отложения, молекулярная диффузия

Основным механизмом формирования отложений парафина на внутренней поверхности насосно-компрессорных труб (НКТ) считается молекулярная диффузия [2]. При этом ключевым фактором, способствующим переносу растворенного парафина к стенке трубы и дальнейшему образованию отложений, является радиальный температурный градиент в поперечном сечении потока, который приводит к возникновению радиального градиента концентрации растворенного парафина вследствие его кристаллизации [1].

В работе представлены результаты исследования влияния разницы температур добываемой продукции и окружающей среды на интенсивность образования отложений парафина на внутренней поверхности НКТ.

В роли модельной нефти выступал парафиносодержащий раствор на основе индустриального масла и с концентрацией парафина (марка П-2) – 10% масс. Температура начала кристаллизации ($T_{нк}$) исследуемого раствора определялась реологическим методом, и составила 26 °С. С целью имитации охлажденной поверхности НКТ была применена система «труба в трубе». В затрубном пространстве циркулировала жидкость охлаждения температуры $T_{охл}$, а по внутреннему контуру исследуемый раствор, нагретый до температуры $T_{рас}$.

В таблице 1 представлены основные экспериментальные данные, необходимые для оценки влияния температурного градиента на интенсивность формирования отложений парафина. Прочие параметры установки и условия проведения экспериментов не изменялись.

Таблица 1 – Масса отложений парафина при различном температурном градиенте

Эксперимент №	$T_{нк}$, °С	$T_{рас}$, °С	$T_{охл}$, °С	Масса отложений парафина m, г
1	26	46	20	25,82
2		46	15	29,95

Полученные результаты показывают, что конечная масса отложений парафина на внутренней поверхности тестовой трубы увеличивается при снижении температуры охлаждающей жидкости. Данная зависимость подтверждает тот факт, что молекулярная диффузия способствует формированию парафиновых отложений.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Коробов Г.Ю., Парфенов Д.В. Механизмы образования асфальтосмолопарафиновых отложений Методики исследования // Деловой журнал Neftegaz.ru. 2022. №8. С.22-28.
2. Нгуен Ван Тханг, Александров А.Н., Рогачев М.К. Повышение эффективности работы газлифтных скважин в условиях образования органических отложений парафинового типа во внутрискважинном оборудовании на месторождении Дракон // Экспозиция Нефть Газ. 2020. №1. С. 22-26.

ВЛИЯНИЕ ИЗМЕНЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТА ПУАССОНА И МОДУЛЯ ЮНГА НА ПОДБОР БУРОВОГО РАСТВОРА

Парфенов К.В., Нечаева О.А.

Самарский Государственный Технический Университет

Ключевые слова: коэффициент Пуассона, Модуль Юнга, буровой раствор, керн

Механические свойства горных пород совместно со значениями главных напряжений существенно влияют на буровой раствор, так как при попадании бурового раствора в поровое пространство происходит перераспределение напряжений вокруг стенки скважины. Необходимо учитывать эти изменения в программе бурения для выбора оптимальной плотности бурового раствора и эквивалентной циркуляционной плотности, обеспечивающей устойчивость стенок ствола скважины [1]. Коэффициент Пуассона и модуль Юнга определяют устойчивость стенок ствола скважины. Коэффициент Пуассона является важным показателем для разбуриваемой породы. Он показывает степень деформирования пород, так как некоторые породы деформируются в большей степени, то есть имеют больший коэффициент Пуассона. В свою очередь, более хрупкие породы имеют меньший коэффициент, так как они меньше деформируются под нагрузкой. Выбор оптимальной плотности бурового раствора является важнейшим мероприятием для предотвращения обрушения породы в скважину. Для моделирования происходящих в скважине процессов, на базе кафедры «БНГС» СамГТУ, была спроектирована и реализована установка для проведения испытаний на независимое 3х-осное нагружение [2]. С помощью данной установки регистрируют деформацию образца во времени благодаря датчикам акустической эмиссии по всем трем осям. Таким образом, если деформация образца является постоянной, то при данной плотности бурового раствора возможна потеря устойчивости ствола скважины. В случае прекращения нарастания деформации спустя определенное время, плотность бурового раствора является допустимой. Эксперименты на данной установке позволят оценить влияние бурового раствора на изменение механических свойств горной породы. Также, при помощи обработки экспериментальных данных с помощью тензорного метода можно будет провести расчеты устойчивости стенок ствола скважины при различных механических параметрах кернов и при насыщении буровым раствором разных типов.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Доровских И.В., Подъячев А.А., Павлов В.А. Влияние изменения механических свойств горных пород при насыщении буровым раствором на напряженное состояние прискважинной зоны // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2014.
2. Подъячев А.А., Букин П.Н., Парфенов К.В. Физическое моделирование горного напряжения // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2021. С. 5-9.

АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА РАСЧЕТА ПРОЕКТИРОВАНИЯ ИСКУССТВЕННОГО ЛЕДОВОГО ОСТРОВА ДЛЯ ОСВОЕНИЯ ШЕЛЬФОВЫХ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Перепелкин А.И., Порывкин П.П., Шелухов Г.В., Шагиахметов А.М.

Санкт-Петербургский горный университет

Ключевые слова: искусственные ледовые острова, программа ЭВМ, шельф

В настоящее время происходит интенсивное освоение Арктики. Одной из важнейших задач при этом является строительство различных шельфовых сооружений с целью проведения разведочного бурения для поиска полезных ископаемых, таких как нефть и газ, а также с целью геологоразведки, метеорологических исследований. Примером таких сооружений являются искусственные ледовые острова, процесс строительства которых включает в себя множество операций, требующих расчетного обоснования.

В качестве возможного инструмента автоматизированного расчета параметров ледового сооружения предложена программа, подбирающая с помощью специальных расчетов характеристики ледового острова, достаточные для обеспечения всех необходимых показателей прочности намораживаемой конструкции, при этом соблюдая условие минимизации затрачиваемых экономических и трудовых ресурсов.

В программу задаются исходные данные, представляющие собой информацию об окружающей среде: климатические и морские условия в точке проектирования. Далее по формулам рассчитываются основные показатели ледового острова, характеризующие его физические и геометрические свойства [1], а также весь необходимый объём намораживаемого материала. Все математические операции внесены в цикл, при каждой итерации которого значение радиуса ледового острова обновляется. Для каждого подобранного радиуса и высоты эксплуатационного объекта рассчитывается коэффициент запаса [2], характеризующий отношение сопротивления горизонтальному сдвигу к глобальной ледовой нагрузке. При достижении коэффициента запаса, численно равному 1,35, идёт проверка найденных параметров на соответствие прочностным свойствам, которые заданы в СНиП 2.06.04-82 [3], затем происходит итерация, все данные по рассмотренному ранее ледовому острову определенного радиуса сохраняются, начинают рассчитываться показатели для следующего радиуса (величина шага радиуса составляет 20 м).

В определенный момент значения коэффициента запаса будут весьма велики, что свидетельствует о необходимости прекращения расчетов, ввиду достижения достаточных свойств прочности и устойчивости. Все найденные данные отображаются для пользователя в виде двух графиков. Первый характеризует зависимость коэффициента запаса сопротивления острова сдвигу от возвышения над уровнем моря для различных расчетных радиусов рабочей площадки. Во втором графике приведены основные массогабаритные характеристики обнаруженных вариантов.

В результате выполнения программы пользователю предоставляется информация о лучших с экономической и технологической точек зрения комбинациях радиуса и высоты

ледового острова, а также значение объема льда, который необходимо затратить на его возведение. По ним специалист может понять, какая из комбинаций наиболее рациональна.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Мирзоев Д.А., Никитин Б.А., Богатырева Е.В. Методы расчета внешних нагрузок и устойчивости морских нефтегазопромысловых инженерных сооружений – М.: Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина, 2017. – 192 с.
2. Мирзоев Д.А. Морские нефтегазопромысловые инженерные сооружения – объекты обустройства морских месторождений: в 2-х т./Д.А. Мирзоев. – М.: Издательство ООО «День Серебра», 2010. – 296 с.
3. СНиП 2.06.04-82*. Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов)/Госстрой России. – М.: ФГУП ЦПП, 2004. – 46 с.

ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ УСТОЙЧИВОГО РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ КОМПАНИЙ В РФ В ЭПОХУ IV ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ПЕРЕХОДА И ВЫСОКОЙ ТУРБУЛЕНТНОСТИ ВНЕШНЕЙ СРЕДЫ НА ПРИМЕРЕ КОМПАНИИ ПАО «ЛУКОЙЛ»

Пескова М.Е.

Санкт-Петербургский Горный Университет

Ключевые слова: энергетический переход, устойчивое развитие, ПАО «Лукойл», ВИЭ

В статье рассмотрены особенности глобального энергетического перехода, связанного с изменением структуры первичного энергопотребления и переходом от использования ископаемых видов топлива на использование возобновляемых источников энергии (ВИЭ). Изучены факторы, влияющие на изменения в энергобалансе, основные проблемы, связанные с энергетическим переходом, а также более подробно исследованы направления устойчивого развития (УР) одной из лидирующих компаний нефтегазовой отрасли - ПАО «Лукойл».

Целью данной статьи является обоснование перспектив и возможностей устойчивого развития ПАО «Лукойл» в период четвертого энергетического перехода и высокой турбулентности внешней среды.

Актуальность представленной темы заключается в том, что мир входит в эпоху углеродной нейтральности, в которой устойчивое развитие нефтегазовых проектов находится под вопросом. Предотвращение климатического кризиса, достижение высокого уровня экономического развития и благосостояния населения зависит от того, как компании нефтегазовой отрасли организуют свое производство. Российской Федерации необходима реализация «наименее затратного и наиболее доступного способа декарбонизации, максимально позитивного для обеспечения конкурентоспособности нашей экономики».[1]

Российские компании, в том числе ПАО «Лукойл», в условиях высокой изменчивости внешней среды активно поддерживают стратегию УР, направленную на цели энергоперехода. Согласно отчету об устойчивом развитии, компания стремится к повышению энергоэффективности посредством обеспечения эффективности технологических процессов, рационального использования топливно-энергетических ресурсов, снижения косвенных выбросов парниковых газов. Для достижения данной цели ПАО «Лукойл» реализует следующие проекты: увеличение доли использования попутного нефтяного газа, разработка программы декарбонизации, программы энергосбережения и проектов ВИЭ, в том числе развитие водородной энергетики, увеличение глубины переработки сырья на собственных НПЗ, программы операционной эффективности и цифровизации.[2]

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Литвиненко В.С. Углеродная нейтральность – не панацея, а стимул к развитию экономики. [Электронный ресурс]// Российская газета, 2022. - URL: <https://rg.ru/2022/02/15/uglerodnaia-nejtralnost-ne-panaceia-a-stimul-k-razvitiu-ekonomiki.html> (Дата обращения: 20.10.2022);
2. Перспективы развития мировой энергетики до 2050 года. [Электронный ресурс]//ЛУКОЙЛ, 2021. –URL: <https://lukoil.ru/Business/Futuremarkettrends> (Дата обращения: 17.10.2022).

ОПТИМИЗАЦИЯ СИСТЕМ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ ЕГСХО ПРИ БУРЕНИИ КОНДУКТОРА НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ УДМУРТСКОЙ РЕСПУБЛИКИ

Петрова Д.А.

ФГБОУ ВО «Удмуртский государственный университет»

Ключевые слова: кондуктор, естественная глинистая суспензия химически обработанная

Подбор оптимального состава бурового раствора является важнейшим фактором успешного процесса бурения скважин на нефтяных месторождениях. Ввиду того, что каждое месторождение имеет отличающееся геологическое строение и состав горных пород, рецептура бурового раствора подбирается индивидуально для объектов месторождений. Для бурения кондукторов на месторождениях ПАО «Удмуртнефть» им. В.И. Кудинова использовалась система бурового раствора ЕГСХО – естественная глинистая суспензия химически обработанная. При бурении ЕГСХО имеет ряд недостатков: 1. Низкая ингибирующая способность. 2. Постоянная обработка бурового раствора, высокий расход химических реагентов – постоянные сбросы коагулированного бурового раствора. 3. Рост фильтрации и условной вязкости только при прохождении загрязняющих агентов: гипсы, ангидриты, пластовые кислые воды. При разбуривании пластовая минерализованная вода, содержащая ионы Ca^{2+} , попадает в пресный буровой раствор. При их взаимодействии происходит изменение химического состава и ухудшение основных параметров бурового раствора – гидратация кристаллов глинистых минералов, набухание глин и коагуляция. Последствиями действия коагуляции и гидратации являются налипание глины на элементы компоновки низа буровой колонны (КНБК), увеличение глинистой корки, сужение ствола скважины, что приводит к снижению максимальной скорости проходки, образованию затяжек при подъеме и спуске КНБК и к увеличению времени строительства скважины.

Цель работы – оптимизировать стоимость строительства скважины за счет изменения рецептуры бурового раствора и уменьшения сроков строительства. Для достижения цели были поставлены следующие задачи: 1. Определить причины возникновения неустойчивости стенок скважины; 2. Рассмотреть мероприятия для улучшения качества бурового раствора; 3. Обосновать экономическую эффективность.

Снижение негативного влияния бурового раствора на стенки скважины рассматривались варианты введения ингибиторов в существующий раствор и проведения лабораторных испытаний. В образцы раствора были введены ингибиторы: ГКЖ (жидкость гидрофобизирующая кремнийорганическая), Ингидол Б, HimSil в различных концентрациях. По результатам испытаний, в модифицированных растворах было отмечено снижение концентрации коллоидной фазы (МВТ), кажущейся вязкости (AV), значительное снижение динамического напряжения сдвига (ДНС), значительное превышение параметра фильтрации. Для дальнейших лабораторных исследований были выбраны наиболее оптимальные комбинации реагентов с точки зрения поддержания оптимальных параметров бурового раствора в различных концентрациях (ГКЖ 1%+ Ингидол 0,5%, ГКЖ 1% + Ингидол 1%, ГКЖ 2%+ Ингидол 1%). По технологическим показателям: снижение МВТ, роста фильтрации, степени воздействия на шлам был выбран образец раствора ЕГСХО+1%ГКЖ+0,5% Ингидол Б. При бурении кондуктора на Ельниковском нефтяном месторождении наблюдалось поступление пластового флюида, что привело к ухудшению реологических параметров бурового раствора ЕГСХО. Было принято решение об утяжелении бурового раствора карбонатом кальция до плотности 1,15 г/см³. В результате, удалось добиться снижения времени бурения и проработок. Экономическая эффективность применения базового раствора ЕГСХО и раствора ЕГСХО+1%ГКЖ+0,5% Ингидол Б позволят уменьшить затраты на 1 скважину в размере 216,5 тыс. руб.

ОТЕЧЕСТВЕННЫЕ ДИСТАНЦИОННЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПОДЛЕДНИКОВОГО ОЗЕРА ВОСТОК, АНТАРКТИДА: РЕЗУЛЬТАТЫ И ПЛАНЫ

Попов С.В.^{1,2}

¹АО «Полярная морская геологоразведочная экспедиция», г. Санкт-Петербург

²Санкт-Петербургский государственный университет, г. Санкт-Петербург

Ключевые слова: озеро Восток, математическое моделирование, подледниковые водоёмы.

Практически сразу после открытия подледникового озера Восток наша страна приступила к его планомерному изучению дистанционными методами. В период 1995 – 2008 гг. Полярная морская геологоразведочная экспедиция (ПМГРЭ) в тесном сотрудничестве с Российской антарктической экспедицией проводила сейсмические (МОВ), радиолокационные (с 1998 г.) и сейсмологические (МОВЗ, в сезон 2002/03 г.) исследования. В 2009 – 2013 гг. осуществлялись работы МПВ. На начальном этапе отрабатывалась методика исследований и измерялись скорости акустических и электромагнитных волн в леднике. Был специально разработан уникальный ледовый локаатор РЛК-60-98, который позволял лоцировать ледник до глубины 4350 м, что является абсолютным рекордом для отечественной аппаратуры. Исследования позволили выяснить особенности строения ледника, подлёдного рельефа, глубинного строения района озера Восток, а также измерить толщины водного слоя.

Дальнейшие планы изучения озера Восток во исполнение «*Стратегии развития деятельности Российской Федерации в Антарктике до 2030 года*», утверждённой Распоряжением Правительства РФ № 2143-р от 21.08.2020, а также Мероприятия № 21 «*Комплексные исследования подледникового озера Восток и палеоклимата Земли в районе российской антарктической станции Восток*» связаны не только с продолжением геофизических работ, но и с математическим моделированием процессов тепломассопереноса как в теле ледника, так и в озёрной воде. Особый интерес представляет изучение движжения воды в озере и процессов намерзания/таяния, протекающих на нижней поверхности ледника. Это крайне важно для понимания этапов развития озера Восток и оледенения района. Ввиду технической невозможности выполнения прямых гидрологических измерений, результаты могут быть достигнуты лишь посредством математического моделирования. К сожалению, имеется всего лишь несколько ранних моделей, которые описывают эти процессы. Таким образом, создание новых математических моделей является важной задачей, связанной с фундаментальными научными исследованиями озера Восток.

Работа выполнена при финансовой поддержке РНФ № 22-27-00266 «*Разработка математической модели развития ледникового покрова с последующим применением для описания субгляциальных гидрологических процессов в районе подледникового озера Восток, Восточная Антарктида*».

СЫРЬЕВАЯ БАЗА УГЛЕВОДОРОДОВ АРКТИЧЕСКОЙ ЗОНЫ РФ

*Прищепа О.М., Нефедов Ю.В., Грибанов Д.А.
Санкт-Петербургский горный университет*

Ключевые слова: углеводородный потенциал Арктики, арктический шельф, проекты освоения в Арктике, технологическое обеспечение геологоразведочных работ

Современные скачкообразные изменения цен на углеводороды и ограничения, связанные с мероприятиями по стабилизации добычи нефти, достигнутые между ОПЕК и РФ, наряду с кампанией по продвижению проектов "зеленой" и "голубой-водородной" энергетики, поддерживаемой многими государственными структурами в Европе и мире, как альтернативы ныне доминирующей углеводородной, несмотря на уже двадцатилетние не сбывающиеся прогнозы по наращиванию темпов ее замены, что с большей долей вероятности не произойдет и в ближайшие 30-40 лет, приводят к необходимости пересмотра концепции использования сырьевых ресурсов в традиционных районах добычи. Менее качественная структура запасов, не введенных в освоение месторождений в таких районах приводит к необходимости поиска новых подходов к проведению геологоразведочных работ, резкому снижению затрат на их проведение, сокращению исследований в малоизученных удаленных районах с неразвитой инфраструктурой, поиску эффективных технологий добычи трудноизвлекаемых запасов на суше и определению места освоению Арктической зоны, включая шельф.

В докладе обсуждается изученность нефтегазоносного потенциала, а также сравниваются современные оценки ресурсов международных и российских экспертов. Сегодня с уверенностью можно говорить о создании на суше арктического региона новых производств. Успешный опыт промышленной разработки Бованенковского, Ванкорского, Северо-Каменномыского и других месторождений показывает, что освоение не имеет технологических ограничений. И дальнейшее развитие будет зависеть от цены на углеводородное сырье на мировом рынке, а также возможностей компаний инвестировать в масштабные геологоразведочные работы. Однако освоение территорий шельфа арктической зоны невозможно без принципиально новых передовых технологий, поэтому необходимо уделить особое внимание на данный вопрос.

Освоение северных сухопутных и морских, находящихся на небольшом расстоянии от берега, арктических месторождений, дает значительный опыт для дальнейшего продвижения в глубоководные акватории при необходимых экономических условиях и найденных новых технологических решений.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПОЛЫХ АЛЮМОСИЛИКАТНЫХ МИКРОСФЕР В ОБЛЕГЧЕННЫХ ТАМПОНАЖНЫХ РАСТВОРАХ

*Прозоров М.С., Нуцкова М.В., Чудинова И.В.
Санкт-Петербургский горный университет*

Ключевые слова: тампонажный раствор, микросферы, аномально-низкие пластовые давления (АНПД)

Проблема цементирования скважин, в частности, на Ломовском нефтяном месторождении Удмуртской республики, обусловлена горно-геологическими факторами возведения скважин.

Наиболее рациональным решением вопроса повышения эффективности крепления скважин с АНПД является применение облегченного стабильного цементного раствора с заданной, в соответствии с горно-геологическими условиями, плотностью. Среди традиционных наполнителей принято выделять такие добавки, как шлак, перлит, керамзит, вермикулитовые пески, мел, трепел, опока, гипс, глину и другие. Такие добавки обладают повышенной водопотребностью и неэффективны при получении растворов пониженной плотности менее $1,3 \text{ г/см}^3$ ввиду большой раскраиваемости. При разрушении компонентов резко возрастает средняя плотность раствора. Закачка такого раствора становится невозможной ввиду низкой растекаемости. [1]

Исследования проводились в лабораторном комплексе на базе Санкт-Петербургского горного университета.

В качестве предъявляемых критериев к опытным образцам были выделены:

- Плотность раствора 1500 кг/м^3 ;
- Растекаемость 20-25 см;
- Максимальная нагрузка более 10 кН
- Прочность на сжатие более 10 МПа

По результатам замера параметров плотности, растекаемости, прочности на сжатие были выделены 5 образцов, частично соответствующих заданным параметрам. Состав образцов приведен в таблице 1.

Таблица 1. Результаты исследований

Измеряемые параметры	Смесь I (ПЦТ-I-50 – 86%, ПАМС – 14%)	Смесь II (ПЦТ-I-50 – 95,5%, перлит – 4,5%)	Смесь III (ПЦТ-I-50 – 93%, вермикулит – 7%)	Смесь IV (ПЦТ-I-50 – 81%, ПАМС – 16%, каолин – 2%, Клеон SP36 – 1%)	Смесь V (ПЦТ-I-50 – 82%, ПАМС – 15%, МК-85 – 2%, Клеон SP36 – 1%)
В/Ц	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
Плотность, г/см^3	1,49	1,5	1,5	1,51	1,52
Растекаемость, см	20	17	18	20	21
Прочность на сжатие через двое суток, МПа	9,45	5,57	6,76	14,54	12,2
Макс. нагрузка, кН	17,08	8,29	10,31	23,86	18,06

По результатам проведенных исследований можно сделать вывод, что цементный раствор с содержанием ПАМС имеет повышенные прочностные характеристики, растекаемость и время начала загустевания раствора по сравнению с добавками перлита и вермикулита. Эти особенности обосновывают применение полых микросфер в качестве облегчающей добавки.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Николаев Н.И. Тампонажные составы пониженной плотности для цементирования скважин в условиях аномально низких пластовых давлений / Н.И.Николаев, Е.Л.Леушева // Записки Горного института. 2019. Т. 236. С. 194-200. DOI 10.31897/PMI.2019.2.194

**ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ОТБОРА ПРОБ ДОННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ
ОЗЕРА ВОСТОК**
TECHNICAL MEANS OF SAMPLING BOTTOM SEDIMENTS OF LAKE VOSTOK

Ракитин И.В., Большунов А.В., Шишкин Е.В., Ожигин А.Ю.
Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург
Rakitin I.V., Bolshunov A.V., Shishkin E.V., Ozhigin A.Yu.
Saint-Petersburg Mining University, Saint-Petersburg

Ключевые слова: Антарктида, озеро Восток, донные отложения, подледниковый водоем, отбор проб.

В настоящее время в Антарктиде открыто более 400 подледниковых озер, каждое из которых представляет научный интерес с точки зрения получения новых знаний о геологии, климате и биологии Земли. Одним из наиболее перспективных объектов изучения является озеро Восток – крупнейший водный объект на территории Антарктиды, изолированный от воздействия окружающей среды более 10 миллионов лет [1].

Исследование озера Восток представляет собой сложную технологическую задачу, на решение которой существенное влияние оказывают климатические условия, мощность ледника и глубина озера в районе проведения работ. Кроме того, при создании оборудования для отбора проб донных отложений необходимо учитывать технологию отбора проб, зависящую от характеристик донной поверхности, и размеры доставочного снаряжения, ограниченные диаметром скважины доступа к озеру [2,3]. Разрабатываемые технология и технические средства ее реализации должны обеспечивать экологическую безопасность при исследовании уникального природного объекта и чистоту отобранных проб донных отложений.

Проведение комплексных исследований подледникового озера Восток и палеоклимата Земли в районе российской антарктической станции Восток отражено в Стратегии развития деятельности Российской Федерации в Антарктике до 2030 г., утвержденной распоряжением Правительства РФ от 30 июня 2021 г. № 1767-р.

В докладе представлены результаты работ, проводимых в Горном университете и направленных на создание технологии и технических средств отбора проб донных отложений озера Восток.

Исследование выполнено с помощью субсидии на выполнение Государственного задания в сфере научной деятельности на 2022 г. № FSRW-2021-0011.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Litvinenko V. Foreword: Sixty-year Russian history of Antarctic subglacial lake exploration and Arctic natural resource development // *Chemie der Erde*. 2020. Vol. 80. Iss. 3. № 125652. DOI: 10.1016/j.chemer.2020.125652.
2. Васильев Н.И. Перспективы получения образцов донных отложений подледникового озера Восток / Васильев Н.И., Лейченко Г.Л., Загривный Э.А. // *Записки Горного института*. 2017. Т. 224. С. 199-208. DOI: 10.18454/PMI.2017.2.199.
3. Большунов А.В. Перспективное технологическое решение по отбору проб донных отложений подледникового озера Восток: актуальность и постановка задач исследований / Большунов А.В., Васильев Н.И., Тимофеев И.П. и др. // *Записки Горного института*. 2021. Т. 252. С. 779-787. DOI: 10.31897/PMI.2021.6.1.

ПОДБОР ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ ДЛЯ БОРЬБЫ С ОБВОДНЕНИЕМ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Раунов И.Р., Касымов М.
Санкт-Петербургский горный университет

Ключевые слова: обводнение скважин, геолого-техническое мероприятие, продувка, сброс твердых ПАВ, замена лифтовой колонны.

Эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождения осложняется обводнением скважин. По мере разработки залежей происходит падение пластового давления, что вынуждает к уменьшению забойного давления для получения дебитов скважин, прописанных в проектных документах. Это приводит к уменьшению скорости потока в лифтовых колоннах, вызывая скопление жидкости на забое.

Жидкость на забое представлена генезисом трех типов: пластового, конденсационного, технологического [1]. Скопление жидкости вызывает изменение устьевых параметров скважин, благодаря которым происходит идентификация проблемы [2].

Авторами предложен алгоритм борьбы с обводнением газовых скважин, состоящий из трех частей:

1. Идентификация обводнения путем сравнения устьевых и затрубных давлений, а также путем расчета критической и фактической скоростей потока;
2. Проведение ГХА для определения генезиса жидкости;
3. Проверка условий для проведения продувки, сброса ТПАВ и замены лифтовой колонны с последующим расчетом основных параметров ГТМ.

Для борьбы с пластовой жидкостью предложено использование ремонтно-изоляционных работ. Борьба с конденсационной жидкостью предлагается путем использования продувки, сброса твердых ПАВ (ТПАВ) и замены лифтовой колонны. Для последних ГТМ предложены основные формулы для расчета таких технологических параметров, как критическая и фактическая скорость газа; забойное, устьевое, затрубное давления, при которых возможно применение ГТМ; продолжительность и объем газа, используемого для продувки; накопленная добыча при осуществлении ГТМ.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Тупысев М.К. Влияние техногенных процессов на содержание воды в продукции газовых скважин // Актуальные проблемы нефти и газа. – 2020. – № 1(28). – С. 1-5;
2. Прахова М.Ю., Краснов А.Н., Хорошавина Е.А. Способ диагностирования обводненности газовых скважин // SOCAR Proceedings. – 2016. - № 3. – С. 19-26.

ПОВЫШЕНИЕ УСТОЙЧИВОСТИ К ГИДРАТАЦИИ ГЛИН РАСТВОРА ЕГСХО INCREASING OF HYDRATION RESISTANCE OF CTNCS

Рашитов А.Ф., Кожевников Р.О.

ООО «Химпром», Пермь

Rashitov A.F., Kozhevnikov R.O.

LLC «Himprom», Perm

Ключевые слова: гидратация глин, устойчивость ствола скважины, ингибированный буровой раствор, ингибитор на основе полиамидов, разжижающий эффект.

В условиях бурения в неустойчивых интенсивно набухающих глинистых отложениях большое значение имеют ингибирующие характеристики бурового раствора, то есть его способность препятствовать набуханию и диспергированию глин. Растворы с высокими ингибирующими свойствами обеспечивают сохранение устойчивости стенок скважины, а также имеют минимальные объемы наработки на разбавление, что значительно экономит химические реагенты и материалы.

В настоящее время вектор развития нефтегазовой отрасли указывает направление движения в сторону экологически безопасных систем, применение которых не требует исполнения специальных операций по индивидуальной подготовке буровой и применения особых методов сбора и утилизации шлама. В связи с этим, был разработан новый класс ингибирующих реагентов «Ингидол», который совмещает в себе все преимущества применения полигликолевых и углеводородных систем

Основной задачей при бурении интервала – кондуктор является обеспечение устойчивости ствола скважины, так как при прохождении данной секции существуют актуальные проблемы бурения (загрязнение бурового раствора повышенной наработкой коллоидной фазы, а также проявление насыщенной минерализованной воды), что приводит к сальникообразованию и прихватам.

Наиболее известные системы ингибирующих буровых растворов, содержащие в качестве основного ингибирующего агента соли щелочных и щелочноземельных металлов (хлориды калия и кальция, известь, алюмокалиевые квасцы), обладают рядом недостатков, значительно ограничивающих их применение в активных глинах. В связи с этим был разработан комплекс мероприятий по созданию ингибированного раствора ЕГСХО. Приведены результаты лабораторных испытаний ингибирующей композиции с помощью комплекса для определения абсорбционной емкости методом МВТ. Представлены результаты исследований линейного расширения измельченного зерна глинистого сланца методом его гидрирования или дегидрирования.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Николаев Н. И., Нифонтов Ю.А., Блинов П.А. Буровые промывочные жидкости: Санкт-Петербургский государственный горный институт им. Г.В. Плеханова, 2002.
2. Овчинников В.П., Аксенова Н.А. Буровые промывочные жидкости: Нефтегазовый университет, 2008
3. Кошелев В.Н. Разработка и совершенствование методов выбора и рецептур буровых растворов: дис. канд. тех. наук, 1988.

ПЕРСПЕКТИВА ЗАРЕЗКИ БОКОВЫХ СТВОЛОВ НА ЗАВЕРШАЮЩЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Рогов Е.А.
ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

Ключевые слова: скважина, производительность, зарезка бокового ствола, пласт

На завершающей стадии разработки нефтегазовых месторождений вследствие снижения пластового давления устойчивая эксплуатация скважин осложняется ростом вышедших в бездействующий фонд по причине их обводнения и низких параметров. Для восстановления производительности скважин в промысловых условиях широко применяются различные методы воздействия на продуктивный пласт [1 - 3], однако, наиболее эффективным методом вывода скважин из бездействующего фонда является зарезка бокового ствола (ЗБС). ЗБС - метод восстановления скважин, ремонт которых известными способами технически невозможен или экономически нецелесообразен и представляет собой комплекс работ по ориентированию бурового инструмента в целях ухода от первоначальной траектории под некоторым зенитным углом с дальнейшим бурением по вновь спроектированной траектории.

Выбор скважин кандидатов для ЗБС осуществляется на постоянно действующей геолого-технологической модели (ПДГТМ) и проводится на основе алгоритма, учитывающего величину пластового давления, текущее состояние выработки запасов и обводнения в районе расположения скважин кандидатов, характеристики разреза, результатов расчетов на ПДГТМ. Основными характеристиками для выбора скважин-кандидатов являются:

- расстояние от кровли продуктивного пласта до забоя горизонтального ствола;
- минимальное расстояние от кровли продуктивного пласта до поверхности текущего нефтегазоводяного контакта (НГВК);
- пластовое давление;
- наличие непроницаемых пропластков между пробуренным стволом и текущим НГВК;
- максимизация эффекта ЗБС.

ЗБС обладает рядом преимуществ по отношению к стандартным технологиям водоизоляционных работ в скважинах, а именно:

- отсутствует необходимость извлечения эксплуатационного пакера и хвостовика;
- позволяет отойти от зоны дренирования кустовых площадок;
- решает проблему ремонта наклонно-направленных и субгоризонтальных скважин;
- повышает продуктивность скважины и снижает депрессию за счет значительной протяженности по продуктивному пласту;
- за счет снижения депрессии на продуктивный пласт позволяет уменьшить разрушение коллектора и вынос песка на поверхность, а также снизить интенсивность образования песчаных пробок на забое скважины.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Рогов Е.А. Разработка методов оценки составов технологических жидкостей для разупрочнения глинистых образований при бурении скважин: Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Научный центр нелинейной волновой механики и технологии Российской академии наук. – М: 2011. – 125 с.
2. Пат. РФ на изобретение № 2679936. Способ очистки призабойной зоны пласта от глинистых образований / Рогов Е.А. Опубл. 14.02.2019. Бюл. № 5. Заявка № 2018108337 от 06.03.2018.
3. Рогов Е.А. Восстановление проницаемости призабойной зоны пласта в открытом стволе скважины // Нефтепромысловое дело. – 2015. – № 9. – С. 17 – 21.

ПРИМЕНЕНИЕ КОМПЛЕКСОНОВ ПРИ ОБРАБОТКАХ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ

Рогов Е.А.

ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

Ключевые слова: комплексон, скважина, проницаемость, призабойная зона пласта

При эксплуатации скважин на месторождениях и подземных хранилищах газа (ПХГ), призабойная зона пласта (ПЗП) которых обустроена противопесочными фильтрами, отмечается с течением времени снижение производительности скважин, что связано с кольматацией фильтров. Для растворения кольматирующих компонентов используются физико-химически активные технологические жидкости [1 - 3] и одними из наиболее эффективных реагентов для восстановления проницаемости ПЗП и предотвращения образования солей являются комплексоны.

Комплексоны - органические вещества, образующие с катионами многих металлов высокопрочные комплексные соединения, сочетают в молекуле основной (чаще атом азота, кислорода, реже серы, трехвалентного фосфора) и кислотный центры. Отличительной особенностью комплексонов является их способность образовывать высокопрочные комплексные соединения с большинством катионов металлов, устойчивые в водных средах, в т. ч. и с катионами щелочноземельных металлов.

В ходе проведенных исследований на лабораторной установке [4], было установлено, что применение комплексонов при обработках ПЗП позволит увеличить производительность скважин на месторождениях и ПХГ, потенциальный дебит которых в значительной степени зависит от полноты устранения негативных последствий в структуре поросого пространства продуктивных пластов, вызванных снижением проницаемости ПЗП в процессе вскрытия, эксплуатации, а также вовремя проведении текущих и капитальных ремонтов.

В зависимости от решаемых задач обработку ПЗП технологическими жидкостями на основе комплексонов рекомендуется проводить в следующих случаях:

- обработка ПЗП в скважинах для восстановления проницаемости продуктивных горизонтов на месторождениях и ПХГ в период их освоения или ввода в эксплуатацию;
- обработка ПЗП в низкодебитных скважинах для повышения их продуктивности в процессе эксплуатации на месторождениях и ПХГ;
- очистка фильтров в ПЗП от образований, вызванных процессами при проведении текущих и капитальных ремонтов;
- очистка фильтров и ПЗП от образований, обусловленных процессами добычи углеводородов на месторождениях и ПХГ.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Рогов Е.А. Состав технологической жидкости для декольматации призабойной зоны пласта // [Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море](#). – 2016. – № 6. – С. 38 – 40.
2. Патент РФ на изобретение № 2679936. Способ очистки призабойной зоны пласта от глинистых образований / Рогов Е.А. Оpubл. 14.02.2019. Бюл. № 5. Заявка № 2018108337 от 06.03.2018.
3. Рогов Е.А. Выбор состава технологической жидкости для очистки призабойной зоны пласта от глинистых образований // Нефтепромысловое дело. – 2014. – № 10. – С. 41 – 43.
4. Патент РФ на полезную модель № 132200. Устройство для проведения исследований фильтрационных процессов в породе пласта при глушении скважин / Рогов Е.А., Солдаткин С.Г., Барцев М.Ю. Оpubл. 10.09.2013. Бюл. № 25. Заявка № 2013118623/28 от 23.04.2013.

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ АРКТИЧЕСКИХ ТЕРРИТОРИЙ РЕСПУБЛИКИ САХА (ЯКУТИЯ)

Рудых И.В., Худаев Ю.В.

Северо-Восточный федеральный университет им. М.К. Аммосова

Ключевые слова: нефть, газ, нефтегазоносность, перспективы, Арктика, Якутия.

Республика Саха (Якутия), включая арктические территории, составляющие 52,2% её площади, обладает уникальным углеводородным ресурсным потенциалом.

В арктической зоне республики, где к настоящему времени отсутствуют месторождения нефти и газа, учтены только перспективные площади и нефтегазопроявления с прогнозными ресурсами газа 1,93 трлн.м³, нефти извлекаемой 845 млн.т. [1].

Арктические территории Якутии, несмотря на низкую и неравномерную геолого-геофизическую изученность, несомненно оцениваются как высокоперспективные в нефтегазовом плане. По различным оценкам, разведанные запасы и прогнозные ресурсы газа и нефти по территории Якутии составляют около 15 %.

О перспективах нефтегазоносности Арктических территорий Республики Саха (Якутия) свидетельствуют многочисленные проявления углеводородов, установленных на континенте на площадях, прилегающих к шельфу моря Лаптевы: притоки нефти (скважина №102-Р до 15 м /сут.), полученные в отдельных скважинах на Южно-Тигянской (Анабаро-Хатангская нефтегазоносная область) и других площадях [2]. Здесь же, в непосредственной близости расположена одна из крупнейших в мире Оленёкская зона битумонакопления. О перспективах нефтегазоносности свидетельствует открытие Цетрально-Ольгинского нефтяного месторождения в 2017 году, расположенного в пределах полуострова Хара-Тумус и частично в акватории Хатангского залива. Первоначальные запасы нефти (извлекаемой) по месторождению оценены в 81 млн т по категориям В₁+В₂.

Низкая степень опосредованности начальных сырьевых ресурсов Арктики в Якутии обусловлена слабой степенью изученности сейсморазведочными работами и глубоким бурением. Плотность сейсморазведочных работ здесь составляет 0,004 пог.км/км², плотность глубокого бурения – 0,02 пог.м/км² [3].

Приведенные данные, несомненно, свидетельствуют о необходимости проведения на рассматриваемых территориях дальнейших геологоразведочных работ регионального и поисково-разведочного этапов. Прогноз и оценка перспектив нефтегазоносности Якутии в первую очередь связывается с её Арктическими территориями.

Предлагается постановка комплекса региональных геофизических работ и бурение параметрической скважины на арктических территориях, прилегающих к побережью моря Лаптевых в пределах юго-западной части Лено-Анабарского прогиба.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Слепцова М.И., Ситников В.С., Севостьянова Р.Ф. Прогнозные ресурсы углеводородов и их освоение на северных территориях Якутии // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2018. Т. 13. № 4.
2. Сафронов А.Ф. Геология нефти и газа. Якутск: СО РАН, 2000. 166 с.
3. Парфенов Л.М., Кузьмин М.И. Тектоника, геодинамика и металлогения территории Республики Саха (Якутия). М.: МАИК «Наука/Интерпериодика», 2001. 571 с.

ОЦЕНКА ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТАМПОНАЖНЫХ РАСТВОРОВ С ДОБАВЛЕНИЕМ ЛАТЕКСА ДЛЯ КРЕПЛЕНИЯ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ ЦИКЛИЧЕСКИ МЕНЯЮЩИХСЯ ТЕМПЕРАТУР

Савин Р.Д., Мерзляков М.Ю.
Санкт-Петербургский горный университет

Ключевые слова: латекс, тампонажные растворы, циклически меняющиеся температуры, цементный камень

Скважины по целевому назначению бывают разными, и при цементировании некоторых из них возникают сложности, обусловленные влиянием циклически меняющихся температур. Учет вышеприведенных условий важен для обеспечения долгой и безаварийной эксплуатации скважин, так как в этих условиях обсадная колонна подвергается температурному воздействию, которое может привести к увеличению проницаемости и разрушению цементного камня [2]. Температурные изменения характерны для скважин, пробуренных в криолитозоне. В геотермальных скважинах колебание обусловлено циклическим режимом работы системы теплоснабжения. Особую значимость имеет учет температурных вариаций для нагнетательных скважин, для которых свойственна термоциклическая нагрузка.

В зависимости от условий применения к тампонажным растворам предъявляются особые требования. При нагнетании пара в скважину нужно использовать специальные высокопрочные и термостойкие составы, так как перепад температуры в радиальном и осевом направлении опасен для крепи паронагнетательной скважины. Формируемый цементный камень должен иметь устойчивость к высоким термическим нагрузкам, поскольку его прочностные свойства ухудшаются по мере увеличения температуры [1].

Для обеспечения необходимых свойств тампонажного материала в их состав вводятся полимеры, которые оказывают положительное влияние на упругость и термостойкость тампонажного камня, уменьшают его проницаемость, повышают адгезию с обсадной колонной и породой, а также увеличивают стойкость к агрессивным средам. Кроме того, введение полимеров способствует снижению водоотдачи раствора и улучшению его реологических параметров. Целью дальнейших исследований будет являться разработка новых рецептур цементных смесей с добавлением латекса для крепления паронагнетательных скважин.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Агзамов Ф.А., Ахметзянов А.Д., Комлева С.Ф. Опыт исследований тампонажных материалов для крепления паронагнетательных скважин // Геология. Геофизика. Бурение. – 2020. – Т. 18. – №3. – С. 22 – 23.
2. Овчинников В.П., Овчинников П.В., Мелехов А.В., Рожкова О.В. // Проблемы и их решения при цементировании эксплуатационных колонн высокотемпературных скважин. – 2019. – №1. – С. 39-40.

АНАЛИЗ ПРОБЛЕМ СНИЖЕНИЯ ПРОДУКТИВНОСТИ СКВАЖИН В ПРОЦЕССЕ ИХ ЭКСПЛУАТАЦИИ НА АЙ-ПИМСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Савенок О.В., Кусова Л.Г.

ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский горный университет»

Ключевые слова: падение дебитов нефти; геологические причины; техногенные причины; высокие колебания газового фактора; эффект «Жамена»; смыкание трещины ГРП.

Ай-Пимское нефтяное месторождение расположено в Сургутском районе Ханты-Мансийского автономного округа и является пилотным месторождением, на котором осуществляется пробная разработка горизонта Ю₀ (баженовская свита) [1].

Наиболее эффективными видами вскрытия пласта являются наклонно-направленные скважины с селективным большеобъёмным ГРП и горизонтальные на депрессии. Несмотря на получение относительно высоких результатов по ряду скважин при вскрытии пласта этими двумя видами, они являются ещё недостаточно совершенными и требуют дальнейшей их адаптации к условиям строения баженовской свиты.

В процессе эксплуатации скважин на Ай-Пимском месторождении наблюдается падение дебита нефти за счёт как геологических, так и техногенных причин [2].

К *геологическим причинам* можно отнести: истощение пластовой энергии; сжатие естественных трещин при снижении пластового давления; выделение газа в каверново-трещинной системе пласта при снижении пластового давления (эффект «Жамена»).

К *техногенным* относятся следующие причины: обрушение стенок горизонтального ствола скважины; кольматация трещин пласта при промывке скважин горячей нефтью или их глушения при КРС; кольматация трещин пласта гелем ГРП или буровым раствором при его вскрытии (при кольматации гелем ГРП проницаемость трещин снижается на 20-80 %); снижение проводимости трещин пласта в зонах разгрузки в них пластового давления при эксплуатации соседних скважин; смыкание трещины ГРП из-за выноса проппанта.

В большинстве эксплуатируемых на Ай-Пимском месторождении скважин наблюдаются высокие колебания газового фактора, достигающие иногда более 800 м³/т. Практически всегда после выхода пачки нефти, обогащённой газом, происходит снижение продуктивности скважины иногда безвозвратно (наблюдается эффект «Жамена», который заключается в том, что при фильтрации нефти в пористом пласте появление пузырьков газа приводит к резкому ухудшению фазовой проницаемости для нефти).

Смыканием трещины ГРП можно объяснить катастрофическое снижение дебита нефти с 150 до 0,8 тонн/сут. в скважине Ай-Пимского месторождения. Возможно, скважина работала через проппантовую пробку, которая после трёхкратной промывки ствола горячей нефтью была закольматирована. Проведение повторного ГРП позволило частично восстановить дебит скважины до 70-80 тонн/сут. вместо 150 тонн/сут. перед его падением.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Савенок О.В., Арутюнов Т.В. Сланцевые углеводороды: анализ текущего состояния и перспективы разработки: монография. – Краснодар: ООО «Издательский Дом - Юг», 2019. – 272 с.
2. Жарикова Н.Х., Савенок О.В., Ситёв Р.Р. Особенности геологического строения баженовской свиты на примере Ай-Пимского нефтяного месторождения // Булатовские чтения. – 2022. – Т. 1. – С. 73-84.

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЯЕМЫХ МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ ИЗВЛЕЧЕНИЯ И ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ ВОСТОЧНО-СУРГУТСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Савенок О.В., Овдиенко М.А.

ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский горный университет»

Ключевые слова: призабойная зона пласта; методы повышения нефтеотдачи пластов; методы интенсификации добычи нефти; физико-химические методы; перфорационные технологии; изоляционные мероприятия; фильтрационные свойства пород-коллекторов.

Эффективность разработки нефтяных месторождений, в первую очередь, определяется состоянием призабойной зоны пласта (ПЗП), которая наиболее подвержена различным физико-химическим и термодинамическим изменениям, как в процессе вскрытия пласта, так и эксплуатации скважин. Как правило, фильтрационные свойства пород-коллекторов в ПЗП из-за влияния технологических факторов (загрязнение фильтратом бурового раствора и жидкости глушения, выпадения асфальто-смоло-парафиновых отложений) ниже, чем в удалённой зоне пласта. Высокая послойная неоднородность по проницаемости и наличие контакта с водоносной частью залежи приводят к обводнению продукции скважин, а также к частичному или полному отключению из разработки интервалов пласта с пониженной проницаемостью. Таким образом, возникает необходимость проведения мероприятий по увеличению фильтрационных свойств пород в ПЗП, выравниванию профилей притока и приёмистости, ликвидации конусов обводнения и заколонных перетоков воды. Из-за кратковременности эффекта от воздействия на ПЗП, который редко длится более года, эти работы проводятся на протяжении всего срока разработки объектов и являются основным средством вывода скважин на оптимальный режим эксплуатации [1, 2].

Для планирования наиболее эффективных мероприятий на прогнозный период разработки объектов БС10/0, ЮС1/1, ЮС2/1 Восточно-Сургутского месторождения анализ проведён по скважинам, в которых воздействия на ПЗП проведены в период эксплуатации. Объект БС21-22 эксплуатировался одним боковым стволом, который в настоящее время находится в бездействии.

Технологии по воздействию на околоскважинную зону пласта разделены на 3 основных вида [3]: 1) обработка призабойной зоны физико-химическими методами (физические методы, обработки химическими реагентами, депрессионные методы); 2) перфорационные технологии; 3) изоляционные мероприятия.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Савенок О.В. Проектирование разработки нефтяных месторождений: в 2 частях: учебное пособие. – Ухта: Ухтинский государственный технический университет, 2021-2022.
2. Овдиенко М.А., Савенок О.В. Анализ цифровых моделей Восточно-Сургутского нефтяного месторождения с целью расчёта прогнозных технологических показателей разработки // НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – 2022. – № 3. – С. 115-132.
3. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С. Анализ гидродинамических исследований насосных скважин Восточно-Сургутского нефтяного месторождения // НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – 2015. – № 3. – С. 59-80.

ОПЫТ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ КАРБОНАТНОГО ОСАДКООБРАЗОВАНИЯ ПРИ РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Сальникова Ю.И.

Тюменский индустриальный университет

Ключевые слова: пластовые воды, закачка флюидов, совместимость вод, карбонатные соли, поглощающий горизонт.

Нефтегазодобывающий регион Западной Сибири характеризуется интенсивной и продолжительной добычей углеводородного сырья, что обусловило высокую обводненность продукции. На месторождениях образуются излишки флюидов (попутно добываемые и очищенные промышленные воды, хозяйственно-бытовые стоки и др.), которые подлежат закачке в поглощающий горизонт. Необходимость прогнозирования химической совместимости пластовых и закачиваемых флюидов поможет предотвратить проблемы солеотложений на скважинном оборудовании, ухудшение коллекторских свойств продуктивных пластов и другие негативные последствия.

В разрезе юрско-меловых отложений Западной Сибири терригенные песчано-алеврито-глинистые осадки характеризуются наличием примесей известкового (карбонатного) вещества практически во всех литотипах пород. Карбонаты, содержащиеся в горных породах осадочного чехла, активно взаимодействуют с подземными водами и углекислым газом, поэтому в регионе при нагнетании в нефтеносные пласты агента заводнения важным является прогноз возможного осадкообразования карбонатов. Солеотложение может происходить при взаимодействии несовместимых вод, изменении термобарических условий, дегазации воды, изменении минерализации [1, 2].

Обобщены результаты исследований, выполненных на обширной территории Западно-Сибирского мегабассейна, в рамках отчетов по оценке запасов подземных вод аптальб-сеноманского комплекса с целью их использования в системах поддержания пластового давления залежей нефтяных месторождений (более 200) и по гидрогеологическому обоснованию возможности закачки излишков флюидов (более 80). Проанализированы результаты экспериментов по смешению в заданных пропорциях пластовых и закачиваемых вод нефтепромыслов, проведенных в период опытно-промышленной эксплуатации. С течением времени на месторождениях возникает необходимость корректировать количество осадка или предотвратить его выпадение в пласте с помощью химических реагентов – ингибиторов солеотложений, подбор которых осуществляется с учетом геолого-промысловых условий.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Кащавцев, В. Е. Солеобразование при добыче нефти: монография / В. Е. Кащавцев, И. Т. Мищенко. – Москва: Орбита, 2004. – 426 с. – Текст: непосредственный.
2. Методы геохимического моделирования и прогнозирования в гидрогеологии / С. Р. Крайнов, Ю. В. Шваров, Д. В. Гричук [и др.]; ред. С. Р. Крайнов. – Москва: Недра, 1988. – 254 с. – Текст: непосредственный.

ПРОБЛЕМЫ ОБНАРУЖЕНИЯ И ЛОКАЛИЗАЦИИ ГАЗОВЫХ ГИДРАТОВ ПРИ ОСВОЕНИИ И РАЗРАБОТКЕ МОРСКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Самсонов Р.О., Ардзинба К. Г.

Санкт-Петербургский горный университет

Ключевые слова: бурение, бурение на шельфе, газовые гидраты, разработка шельфа

Проблемы промышленного освоения нетрадиционных источников углеводородного сырья обусловлены в основном большой капиталоемкостью, сложностью и новизной технологических решений. Нетрадиционные источники углеводородов – это не столько альтернативные источники традиционным ископаемым ресурсам УВС, сколько широкая база для получения широкого класса высокоценных и остродефицитных продуктов на базе метана для химической промышленности, а также возможность развития многих новых отраслей по сути низкоуглеродной экономики, так как добыча и использование газовых гидратов имеет ряд экологических преимуществ и более широкое территориальное распространение. Существует несколько генетических типов скопления газовых гидратов, а именно фильтрогенные и криогенетические. Наибольший интерес для бурения и разработки на шельфе составляют гидраты первого генетического типа. Районами распространения газовых гидратов в российской экономической зоне являются Каспийское море, Чёрное море, Охотское море и озеро Байкал. Стоит также отметить, что Российская территория арктического шельфа является высокоперспективным потенциально газогидратноносным регионом. Западно-арктический шельф России характеризуется преимущественным развитием немерзлой криолитозоны и относительно ограниченным распространением субмаринной мерзлой зоны. На шельфе Баренцева моря выделены границы распространения различных временных типов – сезонный, эпизодический и многолетний. Практически на всем шельфе Карского моря, являющимся перспективной ресурсной базой, криолитозона многолетняя и требует дополнительных исследований и научного сопровождения работ.

Гидраты являются основными факторами риска, а при условиях на шельфе возможен ряд осложнений связанных с устойчивостью континентальных склонов. Подошва зоны стабильности газовых гидратов может быть местом резкого снижения прочности толщи осадочных пород.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Авдейка Г.П., Гавриленко Г.М., Черткова Л.В. и др. Подводнаягазогидротермальная активность на северозападном склоне о. Парамушир // Вулканология и сейсмология. 1984. № 6. С. 66-81.
2. Гинсбург Г.Д., Грамберг И.С., Иванов В.Л. и др. Проблемы газогидратоносности недр Мирового океана // Геология океанов и морей. 1988. С. 27-29.
3. Климат п-ова Ямал и последствия его изменения, осложняющие добычу и транспорт углеводородов / Р. О. Самсонов, Ю. В. Илатовский, Н. Б. Пыстина, А. В. Баранов // Газовая промышленность. – 2010. – № 2(642). – С. 82-84. – EDN KZSAWT
4. Метан и климатические изменения: научные проблемы и технологические аспекты. – М.: Российская академия наук, 2022 / Под ред. академика РАН В.Г. Бондура, академика РАН И.И. Мохова, члена-корреспондента РАН А.А. Макоско.

АНАЛИЗ МЕТОДИКИ ПОСТРОЕНИЯ МОДЕЛЕЙ ПРИРОДНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ СЛОЖНОГО И ОЧЕНЬ СЛОЖНОГО СТРОЕНИЯ НА ПРЕДМЕТ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПЕТРОУПРУГОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

Самсонов Р.О., Богданов П.В.

Санкт-Петербургский Горный Университет

Ключевые слова: петроупругие модели, карбонатный коллектор, сейсмическая инверсия.

Петроупругое моделирование находит применение при решении задач разведочной геофизики в случае, когда часть исходных данных имеет помехи или отсутствует. В рамках петроупругой может быть выполнен целый спектр задач поиска и разведки месторождений углеводородного сырья: моделирование фильтрации флюида в микромасштабе, расчет скоростей продольных волн, прогноз сейсмического отклика.

Петроупругое моделирование позволяет выразить количественные соотношения между свойствами, полученными из сейсмических наблюдений (скоростями продольных и поперечных волн, поглощающими способностями пород) и петрофизическими свойствами горных пород – таким образом решается задача на инверсию сейсмических данных. При проведении инверсии возможно два подхода: детерминистический или стохастический.

В результате детерминистической инверсии может быть получена единственная модель, в которой строго соблюдены корреляция сейсмических данных и естественные ограничения (поскольку в данном методе никакой расчет не может привести к противоречию с исходными данными).

Под стохастическим методом понимается создание множества цифровых симуляций (моделей), которые создали бы исходную картину сейсмических отражений. Чаще всего это реализуется посредством акустического импеданса. Отличительной особенностью данного метода от метода детерминистических моделей является работа с вариограммами.

Петроупругая модель состоит из двух компонентов: минеральной матрицы и пустот различной формы. Условная анизотропия пласта может быть выделена в одном из направлений: вертикальном или горизонтальном. Для коллекторов сложного и очень сложного строения характерна высокая степень неоднородности внутреннего строения.

Применение петроупругого моделирования позволяет решить задачу на инверсию сейсмических данных с высокой степенью надежности. При этом важно правильно выбрать масштаб построения модели, поскольку от этого зависит достоверность предсказания петрофизических характеристик.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Результаты петроупругого моделирования карбонатных отложений Пермской системы Харьягинского месторождения // Георесурсы — 2020. — № 3. — С. 62-68.
2. Проблемы петроупругого моделирования трещиноватых коллекторов / Баюк И. О., Дубиня Н. В., Тихоцкий С. А. // Ргонефть. Профессионально о нефти — 2019. — № 3. — С. 11-17.
3. Граничные значения параметров строения пустотного пространства петроупругих моделей карбонатных пород / Гасеми М. Ф., Баюк И. О. // Физика земли — 2019. — № 2. — С. 69-88.
4. Петроупругое моделирование карбонатных пород: обзор некоторых методов теории эффективных сред и аспектов их применимости // Березина И. А. // Экспозиция Нефть Газ — 2019. — № 2. — С. 36-42.

ИННОВАЦИОННЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ ТЕХНОЛОГИЙ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ГАЗОВЫХ ГИДРАТОВ НА СУХОПУТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

*Самсонов Р.О., Прунчак М.
Санкт-Петербургский горный университет*

Ключевые слова: гидраты, месторождение, методы добычи, термический, разгерметизационный, ингибиторный.

По статистическим данным British Petroleum за 2021 г. на конец 2020 г. общемировые доказанные запасы природного газа составили менее 190 трлн м³. Объем добычи за 2020 год составил 3,854 трлн м³, следовательно, при нынешних темпах добычи мировых запасов природного газа должно хватить не более чем на 50 лет [1].

Такие подсчеты подталкивают на мысли о том, что необходимо начинать изучать нетрадиционные источники углеводородов, одним из которых являются газовые гидраты. Для изучения необходимо рассматривать их со всех возможных сторон, таких как: свойства, образование, условия стабильности, подсчет запасов природного газа в них, добыча природного газа из них, процессы вторичного гидратообразования и многое другое. В данной работе рассматриваются инновационные технологии разработки газогидратных месторождений.

На данный момент всего в мире известно четыре метода разработки газогидратных месторождений: ингибиторный, заместительный, разгерметизационный и термический [2,3].

Данные методы были подробно разобраны в работе авторов, а также изучена возможность применения конкретного метода для конкретных геологических условий.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. BP. Statistical Review of World Energy 2021 [Электронный ресурс]. URL: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2021-full-report.pdf> (дата обращения: 15.04.2022).
2. Прунчак, М. Методы и технологии разработки и эксплуатации газогидратных месторождений // (2022) Философия науки : Научные обзоры, подготовленные в рамках международной научно-образовательной программы, Санкт-Петербург, 16–19 мая 2022 года. – Санкт-Петербург: Санкт-Петербургский горный университете. – С. 311-322. – EDN XZPIAI.
3. Xiao-Sen Li, Chun-Gang Xu, Yu Zhanh, Xu-Ke Ruan, Gang Li, Yi Wang Исследование добычи газа из гидратов природного газа: обзор // (2016) Applied Energy, 172, С. 286-322. DOI: 10.1016/j.apenergy.2016.03.101.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ СЖИЖЕННОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА КАК ОСНОВЫ ДЛЯ РАЗВИТИЯ РЕГИОНАЛЬНЫХ СИСТЕМ ЭНЕРГООБЕСПЕЧЕНИЯ АРКТИЧЕСКОЙ ЗОНЫ РФ

*Самсонов Р.О., Юхимец О.А., Заркова Е.А, Решетникова С.В., Кондратьева Т.А
Санкт-Петербургский горный университет*

Ключевые слова: Арктика, СПГ, природный газ, энергообеспечение

В соответствии с Указом Президента Российской Федерации № 645 от 26 октября 2020 года «О стратегии развития Арктической зоны Российской Федерации и обеспечения национальной безопасности на период до 2035 года» высокая доля локальной генерации на основе дизельного топлива была отнесена к угрозам национальной безопасности страны. В качестве ответа на данные угрозы рассматриваются как правило ВИЭ, местные энергоносители и СПГ. При этом извлекаемые запасы углеводородов на месторождениях, расположенных в Арктической зоне, составляют около 245 млрд т условного топлива. В Арктике достаточно запасов для масштабного использования местного СПГ. Благодаря крупнотоннажному производству Новатекком СПГ в Сабетте, можно планировать использование его и на внутреннем, региональном рынках, снижая зависимость от топлива «северного завоза» [1]. Тем более, что существующая ресурсная база позволяет реализовывать проекты различной производительности, в том числе малотоннажные. Кроме того, в Архангельске, являющимся одним из опорных узлов освоения Арктики, есть возможность получать природный газ из Единой системы газоснабжения. Планируется использование терминалов СПГ в Мурманске и на Камчатке. Развитие на этой базе бункеровки и энергообеспечения всей зоны становится привлекательно экономически, хотя одним из главных факторов является снижение экологической нагрузки на природу. За счет северных условий и применения новейших технологий в сфере энергоэффективности эмиссия парниковых газов на тонну произведенного СПГ будет более чем на 30% ниже среднего показателя в этой отрасли [2].

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Самсонов Р. О. Системный подход к развитию минерально-сырьевой базы как метод комплексного решения экологических и технологических проблем освоения Арктики / Р. О. Самсонов, А. Н. Соколов // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2022. – № 3(123). – С. 80-89. – EDN OEZNDE.
2. Самсонов Р. О. Формирование требований к качеству моторного топлива как стимул повышения экологической безопасности Арктики / Р. О. Самсонов, Р. В. Гречко, А. Р. Самсонов // Арктика: общество, наука и право : сборник статей форума с международным участием, Санкт-Петербург, 23–24 октября 2018 года. – Санкт-Петербург: Издательство Санкт-Петербургского государственного университета, 2020. – С. 366-380. – EDN PGRRGL.

ВЫБОР ЭКОНОМИЧЕСКИ ЦЕЛЕСООБРАЗНОГО И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИ ОПТИМАЛЬНОГО СЦЕНАРИЯ РАЗРАБОТКИ ГРУППЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ДЕНИСОВСКОЙ ПЛОЩАДИ

Сафиуллина Е.У., Кусова Л.Г.

ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский горный университет»

Ключевые слова: сценарий промышленного освоения группы месторождений; варианты расчётов; порядок ввода месторождений в разработку; максимальный годовой отбор.

Цель работы – поиск экономически целесообразного и технологически оптимального сценария промышленного освоения группы нефтегазоконденсатных месторождений Денисовской площади (Лидского ГКМ, Варейское ГКМ, Вартовское ГКМ, Карповское ГКМ и Корское ГКМ) Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции [1].

Развитие добычи углеводородного сырья в Ненецком автономном округе осложнено суровыми климатическими условиями, непростой геокриологической обстановкой и практически полным отсутствием транспортной инфраструктуры. В этой связи концепция освоения месторождений должна иметь как комплексный, так и поэтапный характер, что позволит оптимизировать использование созданной на первых этапах разработки инфраструктуры и осуществлять её развитие при вовлечении в процесс промышленного освоения новых месторождений группы.

По месторождениям Денисовской площади произведено два сценария расчётов, различающихся уровнями добычи и сроками ввода залежей в разработку. Общим по сценарию является порядок ввода месторождений, определённый в основном географическим положением, запасами и составом сырья группы месторождений. *Первый сценарий* предусматривает ввод массивной газоконденсатной залежи Р₁-С₃ Лидского месторождения с отбором конденсата около 400 тыс. тонн/год, а затем пластовой газоконденсатной с выходом на годовой отбор по газу 8,5 млрд. м³/год. Годовой отбор газа из месторождений группы по данному сценарию достигает своей максимальной величины в 8,5 млрд. м³/год. Общий фонд скважин по группе составит 198 ед. *Второй сценарий* рассмотрен с точки зрения интенсивного освоения всей группы месторождений и характеризует максимально возможный суммарный уровень годовой добычи. Максимальный годовой отбор с группы месторождений составит 12,5 млрд. м³ по газу и 1,6 млн. тонн по конденсату при добываемом фонде скважин 198 ед.

С технологической точки зрения более целесообразным является второй сценарий освоения месторождений Денисовской группы, поскольку таким образом достигается наибольший экономический эффект. Исходя из величины запасов, отсутствия агрессивных компонентов в составе газа, географического расположения и геолого-промысловой характеристики, во всех сценариях в первую очередь предусматривается ввод в разработку залежей Лидского месторождения, далее вводятся Варейское, Вартовское, Карповское и последним Корское. Такой порядок ввода соответствует территориальному расположению месторождений с юга на север и совпадает с предполагаемой линией транспорта газа.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Савенок О.В., Сафиуллина Е.У., Кусова Л.Г. Обоснование технологически оптимальной стратегии разработки группы нефтегазоконденсатных месторождений Денисовской площади // Инженер-нефтяник. – 2022. – № 1. – С. 4-11.

ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЕ И ПЛАСТОВОЕ ДАВЛЕНИЕ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН В СЛОЖНЫХ ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

Сверкунов С.А.¹, Вахромеев А.Г.¹, Близнюков В.Ю.²

¹Иркутский Национальный Исследовательский Технический Университет, Институт земной коры СО РАН), ²РАЕН, главный редактор НТЖ «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море

Строение природных трещинных резервуаров нефти и газа уже более полувека остается проблемой не только для геологов нефтяников, решающих широкий круг вопросов прогноза изучения трещинной среды и комплексного анализа продуктивных возможностей месторождений. Трещинные природные резервуары – особый объект [1, 3, 4]. Ранее на Сибирской платформе были известны несколько высокодебитных скважин в каверново-трещинных коллекторах нижнего кембрия на Марковской, Даниловской, и других площадях Непского свода с дебитами нефти около 1 тыс м³/сут, слабых рассолов до 30 000 м³/сут (скв. Казаркинская 2); предельно насыщенных рассолов с дебитами 3–8 тыс м³/сут (Знаменская, Ковыктинская площади). Дебиты нефти из скважин с горизонтальным окончанием большой протяженности, вскрывших трещины коллекторы достигают 530–560 м³/сут на депрессиях около 1 % от $P_{пл.}$.

Авторами обоснована применимость волновой технологии (первичного вскрытия) с «комбинированным регулируемым давлением» и гарантированный (доверительный) интервал эквивалентных забойных давлений при первичном вскрытии трещинных систем рифея с АНПД в нефтегазовой залежи горизонтальным бурением, позволяющие создать требуемые условия безопасности работ и обеспечивающие эффективную проводку ствола скважины с минимизацией возможных осложнений в процессе бурения [2].

Настойчивый поиск эффективных технологических решений привел авторов к более выверенному пониманию горно-геологических условий (бурения) трещинных карбонатных коллекторов с одной стороны, и реального диапазона рабочих параметров той технологии первичного вскрытия, которая действительно выдержала многолетние испытания практикой горизонтального бурения.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Белонин М.Д., Славин В.И., Чилингар Д.В. Аномально высокие пластовые давления. Происхождение, прогноз, проблемы освоения залежей углеводородов / под ред. д-ра геол.- минерал. наук Н.С. Окновой. – СПб. : Недра, 2005. – 324 с.
2. Патент № 2598268 Российская Федерация МПК E21B21/08 Способ первичного вскрытия сложного кавернозно-трещинного карбонатного нефтегазонасыщенного пласта горизонтальным стволом большой протяженности / С.А. Сверкунов, А.Г. Вахромеев, Р.У. Сираев – RU 2598268 С1; заявл. 13.10.2015г., опубл. 20.09.2016, Бюл. № 26.
3. Харахинов В.В., Шленкин С.И. Нефтегазоносность докембрийских толщ Восточной Сибири на примере Куюмбинско-Юрубчено-Тохомского ареала нефтегазонакопления.-М.: Научный мир, 2011.-420 с.
4. Харахинов В.В., Шленкин С.И. Трещинные резервуары нефти и газа. - М.: Научный мир. – 2015. – 284 с.

ТЕРМОГИДРАВЛИЧЕСКИЙ БУРОВОЙ СНАРЯД – РАСШИРИТЕЛЬ ДЛЯ ВСКРЫТИЯ ПОДЛЕДНИКОВЫХ ОЗЁР

Сербин Д.В.¹, Дмитриев А.Н.¹, Туркеев А.В.², Кадочников В.Г.¹, Климов В.Я.¹

¹ – Санкт-Петербургский горный университет, ² – Арктический и антарктический научно-исследовательский институт, Санкт-Петербург

Serbin D.V.¹, Dmitriev A.N.¹, Turkeev A.V.², Kadochnikov V.G.¹, Klimov V.Ya.¹

¹ – Saint-Petersburg Mining University, ² – Arctic and Antarctic Research Institute, Saint-Petersburg

Ключевые слова: бурения льда плавлением, озеро Восток, Антарктида, расширение скважин, вскрытие подледниковых озёр.

Первое и второе вскрытия подледникового озера Восток в Антарктиде в 2012 и 2015 г. вызвало большой интерес научной общественности. При общей положительной оценке результатов работ по вскрытию озера Восток был выявлен ряд недостатков в применяемой технологии бурения. Компенсировать ряд недостатков позволит разработка технологии бурения с одновременным расширением скважины тепловым способом для экологически безопасного вскрытия и комплексного исследования подледникового озера Восток.

Для расширения скважины планируется использование термогидравлического бурового снаряда-расширителя (ТБСР), на конструкцию которого в 2019 г. был получен патент на изобретение РФ [1]. ТБСР находится на стадии разработки проектной конструкторской документации (КД), выполнены этапы технического предложения и эскизного проектирования с изготовлением физической модели и разработкой математического описания процесса бурения плавлением с одновременным расширением скважин во льду. В сезонные работы 64-ой Российской Антарктической Экспедиции (РАЭ) 2018/2019 гг. были проведены первые стендовые испытания модели ТБСР, которые позволили подтвердить работоспособность устройства и выявить его недостатки. Результатом стали поправочные коэффициенты для математической модели процесса бурения с одновременным расширением скважин в ледовом массиве тепловым способом. В сезонные работы 67-ой РАЭ 2021/2022 гг. были проведены экспериментальные исследования процесса образования кольцевой призабойной циркуляции теплоносителя. Полученные результаты позволили определить условия образования кольцевой циркуляции, визуально проследить движение и распространение струи, а также была отработана методика проведения экспериментальных исследований.

Для завершения этапа разработки технического проекта КД и перехода к стадии рабочей КД, предназначенной для изготовления и испытания опытного образца устройства, планируется проведение комплексных теоретически – экспериментальных исследований процесса бурения плавлением с одновременным расширением, которые включают: разработку и совершенствование отдельных узлов ТБСР; изготовление и стендовые испытания натурной модели ТБСР для определения эксплуатационных характеристик устройства; изготовление и скважинные испытания опытного образца ТБСР.

Исследование выполнено с помощью субсидии на выполнение Государственного задания в сфере научной деятельности на 2022 г. № FSRW-2021-0011.

Список литературы:

1. Сербин Д. В., Дмитриев А. Н., Васильев Н. И. Устройство для бурения плавлением с одновременным или последующим расширением скважин во льду // Науки о Земле и недропользование. 2021. Т. 44. № 3. С. 204–216 DOI: 10.21285/2686-9993-2021-44-3-333-343

ГАЗОВЫЕ ГИДРАТЫ: УСЛОВИЯ ОБРАЗОВАНИЯ И МЕТОДЫ БОРЬБЫ

Сидоренко Д.Д.

Санкт – Петербургский горный университет

Ключевые слова: газогидраты, гидратообразование, температура, предупреждение гидратообразования, методы борьбы.

Газовые гидраты – распространенные образования для условий высоких давлений и низких температур. Образование гидратов природного газа в стволах скважин, колоннах НКТ, призабойной зоне пласта, трубопроводах и объектах хранения и транспортировки углеводородов может вызывать осложнения в процессе добычи и транспортировки УВ.

Для предотвращения и предупреждения гидратообразования были разработаны широко используемые методы, но в силу различных осложнений, связанных с особенностями конкретного месторождения, невозможно использование тех или иных методов в процессе разработки. В связи с этим было предложена математическая модель воздействия на глубину начала гидратообразования путем контроля и изменения параметров разработки.

Математическая модель зависимости начала глубины гидратообразования от дебита и диаметра штуцера:

$$p_m = p_m^0 \times \exp \left(A \left(\frac{1}{T_0} - \frac{1}{T_{pl} - (H_k - H) \times \frac{0,0034 + 0,79\omega \times \cos(x)}{\frac{dQ_m}{86,4 \times \rho_n}} \times 10^{\frac{20d}{20d(d)^{2,67}}}} \right) \right)$$

В ходе исследования были сделаны следующие выводы:

1. Изменение диаметра штуцера влияет на распределение давления и температуры по стволу скважины и, как следствие, влияет на условия гидратообразования: в частности, на глубину начала образования газовых гидратов.
2. При одновременном изменении дебита и диаметра штуцера можно контролировать глубину гидратообразования с учетом повышения газоотдачи пласта.
3. В ходе построения математических моделей было установлено, что главным фактором, влияющим на образование гидратов, является температура. Поэтому постоянный контроль термобарических условий, в частности температуры, способствует предупреждению образования данных соединений.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Макогон Ю.Ф. Природные газовые гидраты: распространение, модели образования, ресурсы. М.: Недра, 1974. – 208 с.
2. Истомин В.А., Якушев В.С. Газовые гидраты в природных условиях. М.: Недра, 1992. 600 с.
3. Курикова П.Р. Проблемы освоения газовых гидратов. М.: Инфра-М, 2017. – 248 с.

АНАЛИЗ ПРИЧИН ВОЗНИКНОВЕНИЯ МИГРАЦИИ ГАЗА ПРИ ЦЕМЕНТИРОВАНИИ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Сидоркин Д.И., Коптева А.И.
Санкт-Петербургский горный университет

Ключевые слова: миграция газа, аномально-высокие пластовые давления, статическое напряжение сдвига, время переходного периода, гель, цементирование скважин

Межколонные давления и миграция газа в затрубное пространство в условиях аномально-высоких пластовых давлений (АВПД), проблема, которая встречается при бурении и заканчивании скважин не только в России, но и в других странах, занимающихся нефтегазовой промышленностью. Еще в 70-х годах (Картер Л.Г., Грачев В.В. и др.) начали связывать снижение гидростатического давления в скважине с гелеобразованием цементного раствора [1]. В свою очередь, одной из причин миграции газа, является снижение гидростатического давления цементного раствора в процессе его гидратации до значений пластового давления и ниже. За последние 50 лет вопрос миграции газа был предметом значительного объема исследований, однако он остается одной из самых серьезных проблем, с которой сталкивается отрасль по сей день.

Анализ причин возникновения газопроявления в затрубном пространстве сформировал понимание, что качественное цементирование – это многофакторный процесс, зависящий от различных параметров, в том числе и от контроля времени переходного периода цементного раствора из фазовых состояний жидкое-гель-твердое тело [2]. В соответствии с международным стандартом API 10B-6

Время переходного периода (ВПП) определяется как время, необходимое цементному раствору, чтобы статическое напряжение сдвига (СНС) от критического в 49,7 Па (100 фунт/100 фут²) достигло 250 Па (500 фунт/100 фут²), однако в зависимости от условий скважины нижний предел критического статического напряжения сдвига (CSGS) может меняться.

В ходе работы проведены испытания цементного раствора на основе бездобавочного цемента, с целью дальнейших исследований по минимизации неконтролируемых газопроявлений в затрубном пространстве, с помощью регулирования параметров тампонажного раствора.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ НА РУССКОМ ЯЗЫКЕ

5. Nelson, Erik B., and Guillot Dominique. 2006. Well Cementing. Second. Sugar Land, Texas 77478: Schlumberger.
6. Плиева Е. Б., Капитонов В. А., Спиридонов П. Ю. Предупреждение заколонных перетоков путём применения газоблокирующих составов //Булатовские чтения. – 2019. – Т. 3. – С. 92-96.

РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ ИЗОЛЯЦИИ РАПОСОДЕРЖАЩИХ ПЛАСТОВ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН

*Сидоров Д.А., Камбулов Е.Ю., Двойников М.В.
Санкт-Петербургский горный университет*

Ключевые слова: рапопроявления, ликвидация осложнений, сшивающие составы

Бурение разведочных и эксплуатационных скважин Восточной Сибири и ряда других ключевых месторождений России часто сопровождается наличием рапопроявляющих и поглощающих горизонтов [1]. Аномально высокие давления высокоминерализованных пластов (АВПД) с чередующимися поглощающими интервалами не позволяют осуществлять безаварийное бурение скважин [2]. Как следствие, процесс бурения осложняется частыми остановками и переливами рапы, что ведёт к росту непроизводительного времени и увеличению финансовых затрат на борьбу с осложнениями. Для предотвращения поступления рапы в скважину необходимо создать блокирующий «экран», позволяющий отделить пласт от скважины и предотвратить приток рапы.

На основе методов атомно-эмиссионной спектрометрии, спектрофотометрии и титриметрии детально изучен состав пластового флюида (рапы). Концентрация хлоридов достигает 60 %, а двухвалентных солей хлоридов кальция (CaCl_2) и магния (MgCl_2) 26 % и 35,7 % соответственно.

Химический анализ состава рапы позволил подобрать способ изоляции рапопроявляющих пластов. При закачке разработанного состава сшивателя в пласт катионы металлов, содержащихся в рапе, кристаллизуются и образуется нерастворимый осадок.

Проведены исследования совместимости компонентов с рассолом, изучение реологии и процессов фильтрации через реальный керн в условиях ВДВТ. Фильтрация полимерной композиции проводилась через насыпную модель из керна проявляющих пластов Ковыктинского ГКМ при давлении 28,73 МПа и температуре 35°C. После продавки разработанного сшивающего состава насыпная модель имеет наибольшую прочность с образованием твердой корки на верхней части образца.

На основании томографических исследований установлено, что глубина проникновения фильтрата при закачке разработанного блокирующего состава в керн развивающихся пластов составила 74 мм.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Вахромеев А.Г., Сверкунов С.А. и др. Горно-геологические условия бурения рапопроявляющих зон с аномально высоким пластовым давлением в природных резервуарах кембрия на Ковыктинском газоконденсатном месторождении // Геология, поиски и разведка рудных месторождений. – 2016. – № 2 (55). – С. 74–87.

2. Скоков В.В. Генезис и химический состав рассолов Астраханского газоконденсатного месторождения, факторы возникновения и методы борьбы с рапопроявлением // Известия вузов. Горный журнал. – 2017. – №2. – С. 44-49.

ОСОБЕННОСТИ ОБУСТРОЙСТВА МОРСКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ПОМОЩЬЮ ВОЗВЕДЕНИЯ ЛЕДОВЫХ ИСКУССТВЕННЫХ ОСТРОВОВ

Симарева А.Д.

Санкт-Петербургский горный университет

Ключевые слова: ледовые острова, акватория, обустройство, разработка, углеводороды.

В настоящее время происходит интенсивное освоение Арктики. Средняя глубина Северного Ледовитого океана в три раза меньше средних глубин других океанов [1]. Эти данные объясняют необходимость разработки месторождений в акваториях северных морей с небольшими глубинами, где строительство ледостойких платформ экономически нерентабельно.

Существует множество факторов, влияющих на создание и эксплуатацию ледовых островов: термическое и радиационное разрушения, волновая и ветровая эрозии, воздействие дрейфующих полей, колебания уровня воды, вызванные приливно-отливными и сгонно-нагонными явлениями и придонные течения [2]. Также необходимо учесть поперечную устойчивость сдвигу, сопротивление всплытию, поперечные нагрузки от дрейфующих полей и несущие способности ядра острова.

В рамках данной работы проведены расчеты для месторождения, которое находится в Печорском море со следующими характеристиками: глубина моря - 17 метров, среднегодовая температура воздуха от 2°C до -10°C. Для данных условий построена зависимость возвышения острова над уровнем моря от радиуса рабочей площадки, что позволит в дальнейшем выбирать оптимальные геометрические параметры ледового искусственного острова.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Безруков Ю.Ф. Океанология. Часть I. Физические явления и процессы в океане. - Симферополь: Таврический национальный университет им. В.И.Вернадского, 2006. – 159 с.
2. Воскресенский К.С. Оценка времени существования искусственного ледового острова / К.С. Воскресенский, Ю.П. Гудошников, О.М. Андреев // Гидрометеорология и экология: научные достижения и перспективы развития: Труды II Всероссийской конференции (Санкт-Петербург, 2018). – Санкт-Петербург: Химиздат, 2018. – 148-150 с.

ПРИМЕНЕНИЕ ТЕПЛОВЫХ КАРТ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОПТИМАЛЬНОГО СПОСОБА ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБВОДНЕННЫХ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Сутёв Р.Р.

Санкт-Петербургский горный университет

Ключевые слова: удаление жидкости из скважины, тепловая карта, симулятор многофазного потока Pipesim, OLGA, самозадавливание газовой скважины.

В работе рассматриваются способы эксплуатации обводненных газовых скважин, а также возможность применения тепловых карт для определения оптимального способа эксплуатации обводненных газовых скважин при изменении различных факторов.

В настоящее время на газовых и газоконденсатных месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки, происходит активное обводнение добывающих скважин. [1] Вследствие обводнения происходит снижение дебита скважин, а в итоге возможно самозадавливание скважины.

Основной целью представленной работы является определение оптимальной конфигурации НКТ при изменении различных факторов на основе моделирования в симуляторах Pipesim и OLGA и последующего построения тепловых карт. В таблице 1 приведен фрагмент тепловой карты для исходной компоновки скважинного оборудования.

Таблица 1 – Фрагмент тепловой карты

отношение критической скорости газа к текущей (LLVR)	$P_{уст}$, МПа	2,01	1,81	1,61
$P_{пл}$, МПа				
6,16		0,859	0,749	0,673
5,96		1,001	0,836	0,732
5,76			0,955	0,813

В качестве критерия выноса жидкости выбран параметр LLVR (отношение критической скорости газа к текущей). Если $LLVR < 1$, то обеспечивается полный вынос жидкости из скважины, иначе происходит ее накопление на забое.

Зеленая зона таблицы 1 соответствует полному выносу жидкости с забоя скважины, оранжевая сигнализирует о начале ее накопления, а красная – о невозможности работы скважины в данных условиях. Для красной и оранжевой зон необходимо провести моделирование других компоновок скважинного оборудования и построить новые тепловые карты с целью определения границ их применимости в различных возможных условиях работы.

Таким образом, становится возможным определение оптимального способа эксплуатации обводненной газовой скважины в каждый момент жизненного цикла скважины.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Соловьев Н.А., Валеев А.Ф. Концепция автоматизации научных исследований живучести системы добычи газа в условиях обводнения скважин // Программные продукты и системы, 2019. т. 32. № 3. С. 462–471.

ПОДЗЕМНОЕ ХРАНЕНИЕ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА НА ОТДАЛЁННЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ

Смирнова Е.А.

Санкт-Петербургский горный университет

Ключевые слова: попутный нефтяной газ, подземное хранилище газа, ПНГ, ПХГ

На сегодняшний день крупнейшей системой транспортировки газа на Дальнем Востоке является «Сила Сибири». Но лишь Чайядинское и в перспективе Ковыктинское месторождения имеют к ней доступ, вследствие чего появляется невозможность транспортировки газа труднодоступных и отдалённых месторождений Восточной Сибири.

В отсутствие доступа к магистральным газопроводам большие объёмы попутного нефтяного газа часто представляют серьёзную проблему для разработки месторождений, что в дальнейшем может также привести к потенциальному дефициту ресурсов газа [2].

Всё более жесткие экологические ограничения на выбросы диоксида углерода сделали сжигание на факельных установках нерентабельным методом утилизации [3]. Одним из потенциальных решений данной проблемы на отдалённых месторождениях является создание временного подземного хранилища газа [4].

Геологический объект для хранения должен отвечать ряду критериев: ёмкость, приемистость и высокая герметичность объекта, чтобы не допустить миграцию газа [1]. На основании уже реализованных в мире проектов можно сделать вывод, что коллектором для закачки газа выбираются осадочные горные породы, чаще всего терригенные, так как в них легче прогнозировать миграцию газа в силу отсутствия трещиноватости и кавернозности [2].

Наиболее важными литологическими единицами в строении будущего хранилища являются толщи, которые будут выполнять функции экрана и коллектора. Вмещающая толща должна характеризоваться высокими значениями пористости и проницаемости. Для предотвращения вертикальной миграции газа покрывающая порода должна обладать низкой проницаемостью, что позволит сохранить газ в ловушке [1].

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Barrufet M. A., Vacquet A., Falcone G. Analysis of the storage capacity for CO₂ sequestration of a depleted gas condensate reservoir and a saline aquifer // Journal of Canadian Petroleum Technology. 2010. Vol. 49(8). P. 23-31. doi: 10.2118/139771-PA
2. Lawal K. et al. Underground storage as a solution for stranded associated gas in oil fields // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2016. Vol. 150. P. 366-375. doi: 10.1016/j.petrol.2016.12.020
3. Книжников А.И., Ильин А.М. Проблемы и перспективы использования попутного нефтяного газа в России: обзор / А.И. Книжников, А.М. Ильин. – М.: Всемирный фонд дикой природы, 2017. – 32 с.
4. Михайловский А.А. Рациональное использование попутного нефтяного газа: проектирование временного хранилища в нефтегазоконденсатном месторождении / А.А. Михайловский, Г.А. Корнев, Н.А. Исаева // Георесурсы.– 2010. – №4(36). – С. 47 – 51.

РАЗРАБОТКА СОСТАВОВ И РЕГУЛИРОВАНИЯ СВОЙСТВ УТЯЖЕЛЕННОГО БУРОВОГО РАСТВОРА НА ОСНОВЕ КЕМБРИЙСКОЙ ГЛИНЫ

Соколова М.М., Блинов П.А.

Санкт-Петербургский горный университет

Ключевые слова: утяжеленный буровой раствор, кембрийская голубая глина, аномально высокие пластовые давления, полимерглинистый раствор, солевая агрессия.

В работе приведены исследования бурового раствора на основе кембрийской глины для условий аномально высоких пластовых давлений (АВПД).

Актуальность исследования. В настоящее время наиболее распространенным материалом для приготовления буровых растворов является модифицированный бентонитовый глинопорошок. Модификация заключается в добавлении к глинопорошкам полимеров, регулирующие фильтрационные и вязкостные свойства бурового раствора. В результате качественный бентонит выступает в роли наполнителя. Вязкость бентонитовой суспензии достаточно велика, и не позволяет добиться значительной плотности. При вскрытии зон аномально высоких пластовых давлений (АВПД) необходимо применять утяжеленные буровые промывочные растворы. В качестве таких растворов может выступать меловой раствор или растворы с добавлением утяжелителей, таких как барит, магнетит, гематит, микрокальцит и т.д. Альтернативой таких растворов может стать глинистый раствор на основе слабонабухающих кембрийских глин, обладающий низкой вязкостью при сравнительно большой плотности. В основе научной работы заложена полимеризация растворов из необработанной кембрийской глины с целью снижения затрат и сокращения времени на производственные работы в процессе разведочного бурения.

Цель исследования - снижение стоимости сооружения скважин в условиях аномально высоких пластовых давлений.

Задачи исследования:

- 1) анализ современного состояния рынка буровых растворов для бурения в условиях АВПД;
- 2) разработка методики исследования глинистой суспензии на основе кембрийских глин;
- 3) разработка составов утяжеленных буровых растворов с заданными технологическими свойствами на основе кембрийских глин;
- 4) приготовление утяжеленных буровых растворов на основе нескольких необработанных глинопорошков (ведется разными способами с целью исследования характера влияния полимеров на глину в зависимости от технологии приготовления растворов);
- 5) сравнение реологических характеристик разработанных растворов с точки зрения используемых глин в условиях зоны АВПД (кембрийской глины из Красноярского края и кембрийской глины из Ленинградской области) и используемых полимеров.

Направлением дальнейших исследований применения кембрийских глин в качестве твердой фазы бурового раствора является исследование их свойств в условиях высоких температур и солевой агрессии пластовых флюидов.

ПРИМЕНЕНИЕ КАЛИБРИРУЮЩЕ-ЦЕНТРИРУЮЩЕГО ИНСТРУМЕНТА ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН

Султанов А.В.¹, Иванова Т.Н.^{1,2}

¹ *ФГБОУ ВО «Удмуртский государственный университет»,*

² *Чайковский филиал ФГАОУ ВО «Пермский национальный исследовательский политехнический университет»*

Ключевые слова: бурение, опорно-центрирующие элементы, время

При бурении вертикальных, наклонно-направленных и горизонтальных скважин с целью повышения качества проводки ствола и управления параметрами его искривления, снижения возможностей возникновения осложнений и улучшения технико-экономических показателей бурения скважин применяются опорно-центрирующие элементы (ОЦЭ), к которым относятся калибраторы, центраторы и стабилизаторы, входящие в компоновку нижней части бурильной колонны (КНБК). ОЦЭ обеспечивают увеличение осевой нагрузки на долото, повышения частоты его вращения и механической скорости проходки, позволяют предотвратить желобообразование на стенках скважины, избежать сужения ствола, исключить проработку и расширение ствола при посадке нового долота.

Скважины Приобского месторождения характеризуются геологическими осложнениями в виде обвалов пород, сложенных из алевролитов и аргиллитов; глин, склонных к набуханию и желобообразованию. Стенки скважины не устойчивы, за время, прошедшее между подготовкой ствола скважины и спуском следующей КНБК, возможно повторное образование геологических осложнений, поэтому одним из технических решений было применение гидравлического калибратора переменного диаметра КЦГ-295 производства БУРИНТЕХ, вместо лопастного спирального калибратора КС. При сборке компоновки низа бурильной колонны (КНБК) устройство КЦГ устанавливают над долотом (в качестве наддолотного калибратора) или над забойным двигателем или УБТ (в качестве центратора), что обеспечивает оперативность управления траекторией за счет регулируемого изменения диаметра в процессе бурения. В процессе опытно-промышленных испытаний был проведен анализ затраченного времени на СПО со сменой КНБК, в идентичных геологических условиях применяя КНБК с КЦГ-295 и без него. На скважине № 1519С Приобского месторождения при бурении ЭК были применены 3-и различные КНБК. В ходе первого рейса проходка составила 407 м (1300-1707 м), в ходе второго рейса 950 м (1707-2657 м). Зенитный угол в начале долбления составил 26° и был сброшен до требуемого значения 21,5°. Третий рейс проработка интервала 1300-2657 м. Общее время, затраченное на бурение и проработку с СПО, составило 170 ч. На скважине № 1520С Приобского месторождения при бурении ЭК скважины был применен 1-н КНБК с КЦГ-295,3. Общее время, затраченное на бурение интервала 1100-2303 м с проработкой и подъем инструмента составило 134 ч. Общее экономия времени составила 36 ч. Использование КЦГ позволяет сократить время, затрачиваемое на бурение за счет отказа от дополнительных рейсов и уменьшение количества СПО. Снижается металлоемкость работы, за счет уменьшения количества используемых КНБК. Изменение параметров КЦГ позволяет варьировать траекторию движения ствола скважины.

ВЫЯВЛЕНИЕ ОПТИМАЛЬНОГО РАСПОЛОЖЕНИЯ СЕЙСМОДАТЧИКОВ В МЕТОДЕ НИЗКОЧАСТОТНОГО СЕЙСМИЧЕСКОГО ЗОНДИРОВАНИЯ

Сюраева К.В., Живаева В.В.

Самарский государственный технический университет

Ключевые слова: оконтуривание залежей углеводородов, метод Монте-Карло, микросейсмические исследования (МСИ), низкочастотное сейсмическое зондирование (НСЗ), обработка микросейсмических сигналов, интерпретация данных НСЗ.

В последние несколько десятилетий в нефтегазовой отрасли большую роль сыграли пассивные сейсмические методы. К таким методам относится низкочастотное сейсмическое зондирование (НСЗ) [1]. Проведение площадных работ методом НСЗ осуществляют через регистрацию микросейсмических волн приборами, которые расставляются на земной поверхности. Целью работы стало выявление оптимального количества приборов и расстояния между точками физических наблюдений.

Для исследования на языке программирования Python создаются три массива данных. Первый массив – это геологический участок, где указана предполагаемая залежь. Местоположение залежи рассматривается в 3933 вариантах. Второй массив содержит данные датчиков: координаты и энергию сигнала. В исследовании рассматривается 6 вариантов расстановки датчиков, меняется их количество и расположение. Третий массив используется чтобы отобразить результаты вычислений.

Следующий этап работы – это расчет методом Монте-Карло, который проводился в несколько циклов [2]. В конце каждого цикла сравнивались первый и третий массивы. Результатом сравнения являлось значение, которое обозначалось как дельта. Чем меньше значение дельты, тем лучше сходимость результатов и тем лучше происходит оконтуривание залежи. Весь цикл длился до тех пор, пока дельта не приняла наименьшее значение.

Таким образом, в работе было проведено исследование на выявление оптимальной расстановки приборов при оконтуривании залежи методом Монте-Карло. Результаты показали, в случае расстановки 16-ти приборов квадратной сеткой с шагом 350 м. Выявление оптимального количества сейсмоприемников поможет одновременно фиксировать микросейсмический сигнал, и за более короткий промежуток времени проводить съемочный этап работ.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Д.В. Бережной, Е.В. Биряльцев и др. Анализ спектральных характеристик микросейсм как метод изучения структуры геологической среды // НИИ математики и механики Казанского университета. 2003-2007гг. / Научн. ред. и сост. А.М. Елизаров. – Казань: Изд-во Казанск. гос. ун-та, 2008. – С.360-386.
2. К.В. Сюраева, Р. А. Еремин, А.А. Подъячев. Моделирование Монте-Карло при интерпретации данных низкочастотного сейсмического зондирования // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2021. – №11 (347). – С. 57-60.

ИССЛЕДОВАНИЯ ПОДЛЕДНИКОВОЙ СРЕДЫ АНТАРКТИДЫ ПРИ ПОМОЩИ БУРЕНИЯ СКВАЖИН STUDIES OF ANTARCTIC SUBGLACIAL ENVIRONMENT BY DRILLING

Талалай П.Г.

Цзилинский университет, Чанчунь, Китай

Talalay P.G.

Jilin University, Changchun, China

Ключевые слова: бурение скважин, буровая установка, термозонд, отбор проб, коренные горные породы, подледниковый водоем.

Около 99% площади Антарктиды покрыты ледниковым покровом. Примерно пятая часть основания ледникового покрова приморожена к подледниковым горным породам, в то время как другая, большая площадь основания находится в состоянии точки плавления под давлением. Талая вода у основания в конечном итоге собирается в топографических впадинах и ложбинах, образуя сложную подледниковую гидрологическую систему. К настоящему времени в Антарктиде открыто более 675 относительно небольших подледниковых озер и один крупный водоем, южная часть которого находится непосредственно под российской станцией Восток. Изучение уникальной подледниковой среды имеет большое значение для целого ряда естественных наук – гляциологии, палеогеографии, геологии, гидрогеологии, микробиологии и других. Несмотря на широкое развитие дистанционных методов исследований и моделирования, бурение скважин является наиболее достоверным средством изучения подледниковой среды Антарктиды. Проникновение и отбор проб из подледниковой среды требует разработки специальных технических средств и технологии бурения.

Для извлечения образцов керна льда и коренных горных пород с глубин до 1400 м разработана мобильная буровая установка, состоящая из двух модулей, смонтированных на санях (Talalay et al., 2021). Оба модуля могут быть разобраны на отдельные части весом менее 2-3 тонн. Установка включает электромеханический буровой снаряд IBED, буровую и геофизическую лебедку и вспомогательное оборудование. Буровая установка была испытана в сезон 2018-2019 гг. вблизи станции Чжуншань в Восточной Антарктиде. На испытательном полигоне была пробурена скважина, которая достигла ложа ледникового покрова на глубине 198,8 м, и отобраны образцы коренных горных пород.

Для исследования подледниковых водоемов разработан термозонд RECAS, позволяющий проводить пробоотбор и измерения различных параметров подледниковой воды (давления, температуры, pH и проводимости), в то время как подледниковая среда остается изолированной от поверхности (Sun et al., 2022). Кабель для передачи электроэнергии и сигналов находится внутри зонда, извлекается с контролируемой скоростью при бурении и вмерзает в скважине над зондом. Зонд оборудован двумя тепловыми головками с обеих сторон, что позволяет бурить вниз и вверх и перемещаться в скважине, используя внутренний механизм наматывания кабеля. Зонд был успешно испытан в Восточной Антарктиде в течение полевого сезона 2021-2022 гг. Он достиг основания ледяного покрова на глубине 200,3 м, где были отобраны пробы талой воды из базального льда. Затем зонд вернулся на поверхность ледника.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

4. Talalay P. Antarctic subglacial drilling rig: Part I. General concept and drilling shelter structure / Sun Y., Fan X., Zhang N., etc. // *Ann. Glaciol.* 62(84), 1–11, 2021.
5. Sun Y. Brief communication: New sonde to unravel the mystery of polar subglacial lakes / Sun Y., Li B., Fan X., etc. // *The Cryosphere Discuss.*, in review, 2022.

**РАЗРАБОТКА РЕЦЕПТУРЫ БУРОВОГО РАСТВОРА С ПРИМЕНЕНИЕМ
КАТИОННОГО ПОЛИМЕРА
DEVELOPMENT OF A DRILLING MUD FORMULATION USING A CATIONIC
POLYMER**

Тарантин А.Н., Кожевников Р.О., Машаров М.Т.

ООО «Химпром», г. Пермь.

Tarantin A.N., Kozhevnikov R.O., Masharov M.T.

LLC "Himprom", Perm.

Ключевые слова: бурение скважин, буровой раствор, неустойчивые породы, катионный ингибитор, катионный полимер, ингибиторы.

В настоящее время на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» в процессе проводки скважин отмечены следующие осложнения: осыпание и обваливание стенок скважины при бурении в неустойчивых породах (Покачевские, Чеускинские, Савуйские пачки) при больших углах вскрытия (65-85°), прихваты бурового инструмента при вскрытии продуктивных пластов и при спуске «хвостовиков» в условиях АНПД. Указанные осложнения обусловлены литологией и сложными профилями при проектировании скважин.

ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» инициировало задачу перед сервисной компанией ООО «СПП Развитие» в области разработки и дальнейшего применения катионного раствора, как альтернативный вариант другим применяемым системам буровых растворов, в том числе и катионного БР.

Совместно с сотрудниками научно-исследовательского центра ООО «Химпром» был проведен комплекс мероприятий по разработке буровой системы. В качестве катионного ингибитора был выбран реагент, применяемый в промышленной водоподготовке, продукт на основе полидиаллилдиметиламмонийхлорид. В сочетании с дополнительным амидным ингибитором раствор обладает высокой ингибирующей способностью. Данная система так же обладает низким значением показателя водоотдачи.

Данная система бурового раствора прошла лабораторные испытания в Филиале ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени на соответствие требованиям «Программы проведения фильтрационных исследований буровых растворов на установке FDES-645 «Coretest Systems». Для проведения испытаний в Центре исследования керна и пластовых флюидов были подготовлены образцы керна из пласта ЮВ1 Покачевского месторождения. Описаны результаты фильтрационного исследования

Представлен опыт промышленного применения катионного раствора и итоги бурения интервала неустойчивых пород.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Кошелев В.Н., Промывка нефтяных и газовых скважин для инженерно-технических работников буровых предприятий, г. Москва, 2019.
2. Рязанов Я.А., Энциклопедия по буровым растворам, г. Оренбург, 2005.
3. Ангелопуло О.К., Подгорнов В.М., Аваков В.Э., Буровые растворы для осложненных условий, г. Москва, 1988.
4. Катионный буровой раствор, Российский патент 2018 года по МПК C09K8/12.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ПОЛИМЕРНОЙ ДОБАВКИ «СЕЙСМОПЛЕКС» НА КАЧЕСТВО ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ СКВАЖИНЫ

Трефилов А.Д.

Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург

Ключевые слова: заколонные перетоки, цементирование, акриловый сополимер, водопроницаемость

При разработке нефтяных и газовых месторождений в разных регионах России имеет место поступление пластового флюида в заколонное и межколонное пространства нефтяных и газовых скважин, создающее опасность разгерметизации устьевого оборудования, нарушения целостности обсадных колонн и, как следствие, выхода флюидов на «дневную поверхность».

Заколонные перетоки флюидов из проницаемых пластов пород возникают уже при ОЗЦ в результате неуклонного понижения гидростатического давления тампонажного раствора при его схватывании. В начале схватывания тампонажного раствора гидростатическое давление создается столбом его жидкости затворения, а в конце схватывания становится равным нулю. Таким образом, при понижении гидростатического давления во время ОЗЦ репрессия в заколонном пространстве преобразуется в депрессию, т.е. на образующийся тампонажный камень создается пластовое (поровое) давление проявляющих пластов пород.

В процессе схватывания портландцементного раствора, растворов из облегченных и утяжеленных смесей в заколонном пространстве и их последующего гидратационного твердения фильтрационная корка на стенках скважины и пленка на обсадной колонне обезвоживаются, а между образующимся усадочным камнем, стенками скважины и обсадной колонной возникают микрокольцевые зазоры, являющиеся каналами для межпластовых перетоков [1].

Для повышения качества цементирования была предложена низковязкая добавка на основе акрилового сополимера «Сейсмоплекс». По результатам испытаний производителя, использование добавки приводит к повышению прочности цемента на сжатие и изгиб, адгезионных способностей цемента к различным материалам, повышение показателей водонепроницаемости, снижение усадки.

Результатами исследования станут данные о эффективности использования данной добавки для предотвращения водоперетоков во время сооружения и эксплуатации нефтяных и газовых скважин.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Самсоненко, А. В. Причины возникновения и пути предотвращения заколонных перетоков и межколонных давлений при строительстве нефтяных и газовых скважин / А. В. Самсоненко, Н. В. Самсоненко // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2014. – № 3. – С. 15-19. – EDN TIGGMN.

РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИЙ РИР С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ ВЫСОКОЭФФЕКТИВНЫХ БЛОКИРУЮЩИХ СОСТАВОВ ДЛЯ УСЛОВИЙ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Тулегенов Б.Г., Нурсканов В.Д.

ООО Химпром

Имангалиев С.Н.

KazPetro Drilling

Ключевые слова: Ремонтно-изоляционные работы, тампонажные и блокирующие составы, снижение обводненности, кремнийорганические соединения, гидрогели.

Существенная часть месторождений нефти и газа находятся на позднем этапе разработки, и отличаются высокой степенью обводненности продукции, более 70%.

Основная причина высокой степени обводненности продукции, заключается в образовании каналов фильтрации, между скважинами которые нагнетают, и скважинами из которых добывают нефть и газ.

Для исправления данной ситуации проводят работы по закупориванию каналов с применением осадкообразующих, полимерных и вязущих составов, при этом успех таких работ не превышает 40%.

Основными причинами низкой эффективности проводимых работ являются: неиспользование дифференцированного подхода, непроведение оценки состояния призабойной зоны пласта (качества первичного цементирования) и выработки запасов объектов [2].

Разработаны блокирующие и тампонажные составы на основе отечественных материалов (гидрогели и кремнийорганические соединения);

Предложена технология проведения ремонтно-изоляционных работ, учитывающая особенности работы материалов;

Проведены опытно-промышленные испытания на 8 скважинах, получены и проанализированы полученные результаты;

Выявлены преимущества и недостатки применения блокирующих и тампонажных составов в зависимости от состояния цементной крепи и геологии, определены особенности и объемы закачки материалов;

Улучшение технологии РИР позволит повысить эффективность проведения работ. С этой целью необходимо разработать алгоритмы подбора скважин кандидатов и выбора соответствующей технологии работ. Первоочередные и перспективные мероприятия должны назначаться по отдельным продуктивным пластам.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. И. И. Клещенко, Г. П. Зозуля, А. К. Ягафаров Теория и практика ремонтно-изоляционных работ в нефтяных и газовых скважинах // ТюмГНГУ. 2010. – 344с.
2. Александров В.Б., Желтухин Ю.Л., Ковардаков В.А. и др. Перспективы использования кремнийорганических тампонажных составов для ремонтно-изоляционных работ // РНТС. Сер. Нефтепромысловое дело. 1981 – 240с.

**БУРЕНИЕ МЕЛКИХ (ДО 70 М) ФИРНОВЫХ СКВАЖИН В РАЙОНЕ СТАНЦИИ ВОСТОК С ЦЕЛЮ ИЗУЧЕНИЯ ПАЛЕОКЛИМАТА ЗА ПОСЛЕДНИЕ 2000 ЛЕТ
DRILLING OF SHALLOW (DOWN TO 70 M) BOREHOLES IN THE VICINITY OF VOSTOK STATION (ANTARCTICA) AIMED TO STUDY THE PALEOCLIMATE OVER THE PAST 2000 YEARS**

*Туркеев А.В.¹, Екайкин А.А.^{1,2}, Липенков В.Я.¹, Верес А.Н.¹, Заровчатский В.Н.¹,
Большунов А.В.³, Игнатьев С.А.³, Васильев Д.А.³*

*1 - Арктический и антарктический научно-исследовательский институт,
Санкт-Петербург*

2 - Институт наук о Земле, Санкт-Петербургский государственный университет, Санкт-Петербург

3 - Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург

*Turkeev A.V.¹, Ekaykin A.A.^{1,2}, Lipenkov V.Ya.¹, Veres A.N.¹, Zarovchatskiy V.N.¹,
Bolshunov A.V.³, Ignatiev S.A.³, Vasilev D.A.³*

1 - Arctic and Antarctic Research Institute, Saint-Petersburg

2 - Institute of Earth Sciences, Saint Petersburg State University, Saint-Petersburg

3 - Saint-Petersburg Mining University, Saint-Petersburg

Ключевые слова: бурение скважин, фирновые керны, палеоклимат, Антарктида

Одним из наиболее перспективных направлений палеоклиматических исследований является изучение климата Земли за последние 2000 лет. Центральная часть Восточной Антарктиды является в этом отношении относительно малоисследованным регионом, количество доступных данных здесь крайне мало. В связи с этим мы инициировали проект “Vos2k”, целью которого является бурение нескольких мелких фирновых кернов в окрестностях станции Восток и изучение изменчивости основных климатических параметров (в первую очередь – температуры и скорости снегонакопления) за последние 2 тысячелетия.

В период с 2016 по 2022 гг. были пробурены 4 мелкие скважины глубиной до 70,2 м. Для производства буровых работ была использована лёгкая механическая мобильная буровая («бур Пурше»). Общий вес буровой составляет порядка 100 кг, т.е. она может легко перемещаться с помощью снегохода «ски-ду». Питание осуществляется от бензинового либо дизель-электрогенератора мощностью от 2 кВт. Буровая состоит из нескольких отдельных блоков – лебёдки, буровой мачты, электродвигателя снаряда, самого снаряда и пульта управления – которые могут быть легко смонтированы двумя людьми в течение часа. Выход керна составляет около 100 % на глубинах ниже 2 м, а в верхнем 2-м слое наиболее рыхлые слои разрушаются в процессе бурения и извлечения из колонковой трубы. Рейсовая проходка составляет 40-60 см, диаметр керна – 7,5 см.

В данном докладе мы рассматриваем особенности бурения различных глубин фирновой толщи и обсуждаем преимущества и недостатки данной механической буровой.

Работа выполнена в рамках проекта РФФИ № 21-17-00246.

БУРЕНИЕ ДОПОЛНИТЕЛЬНОГО СТВОЛА 5Г-5 НА СТАНЦИИ ВОСТОК С ЦЕЛЬЮ ПОЛУЧЕНИЯ ПАРАЛЛЕЛЬНОГО КЕРНА ДРЕВНЕГО ЛЬДА

DRILLING AN ADDITIONAL 5G-5 BRANCH HOLE AT VOSTOK STATION FOR COLLECTING A REPLICATE CORE OF OLD METEORIC ICE

*Туркеев А.В.¹, Липенков В.Я.¹, Екайкин А.В.¹, Большунов А.В.², Игнатьев С.А.²,
Дмитриев А.Н.², Сербин Д.В.², Кадочников В.Г.², Васильев Д.А.², Шадрин В.С.²*

¹Арктический и Антарктический научно-исследовательский институт, Санкт-Петербург

²Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург

*Turkeev A.V.¹, Lipenkov V.Ya.¹, Ekaykin A.V.¹, Bolshunov A.V.², Ignatiev S.A.², Dmitriev A.N.²,
Serbin D.V.², Kadochnikov V.G.², Vasilev D.A.², Shadrin V.S.²*

¹Arctic and Antarctic Research Institute, SaintPetersburg

²Saint-Petersburg Mining University, SaintPetersburg

Ключевые слова: бурение льда, древний лёд, палеоклимат, параллельный керн

Недавние исследования показали, что атмосферный лед, залегающий на станции Восток между 3318 и 3538 м, датируется возрастом более 1,2 млн. лет [1, 2]. В рамках инициативы VOICE (Vostok Oldest Ice Challenge) в сезоне 2018/19 года на глубинах 3266-3291 м было произведено новое отклонение от основного ствола 5G-1 с целью получения параллельного керна древнего льда. Операция отклонения была выполнена с использованием стандартного электромеханического снаряда КЭМС-132, используемого для глубокого бурения ледника на станции Восток, без существенных изменений в его конструкции. В сезоне 2020/21 года бурение вновь образованного ствола 5Г-5 было продолжено и по результатам окончания сезонных работ глубина скважины составила 3453 метра.

В данном докладе описан метод и алгоритм выполнения работ для получения керна на заданной глубине в дополнительном стволе скважины, которые предполагают использование электромеханического снаряда на грузонесущем кабеле. Представлена конструкция буровой коронки, используемая при выполнении забуривания дополнительного ствола скважины. Проведен анализ рейсовой проходки и произведена оценка параметров бурения на различных глубинах и указаны факторы, влияющие на процесс бурения. Произведен обзор геофизических наблюдений вновь образованного ствола 5Г5.

Описаны и обсуждены эксплуатационные характеристики и опыт бурения бокового ствола 5Г-5 на станции Восток.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Lipenkov V.Ya., Ekaykin A.A. Hunting for Antarctica's oldest ice. *Led i Sneg. Ice and Snow*. 2018. 58 (2): 255–260. [In Russian]. doi: 10.15356/20766734-2018-2-255-260
2. Lipenkov V.Ya., Salamatin A.N., Jiang W., Ritterbusch F., Bender M.L., Orsi A., Landais A., Uchida T., Ekaykin A.A., Raynaud D., Yang G.-M., Lu Z.-T., Chappelaz J. New ice dating tools reveal 1.2 Ma old meteoric ice near the base of the Vostok ice core // *Geophys. Research. Abstr.* 2019. V. 21. EGU2019–8505.

РЕЗУЛЬТАТЫ ПРОМЫСЛОВОГО ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ПНП НА ОСНОВЕ РЕАГЕНТА АС-CSE-1313 МАРКА В (ГИДРОФОБНЫЙ ПОЛИМЕР-ГЕЛЬ SPA-WELL)

Фаткуллин А.А.

ООО МПК «ХимСервисИнжиниринг»

Ключевые слова: импортозамещение, повышение нефтеотдачи пластов, гелеобразующий реагент АС-CSE-1313 марка В, технология ПНП SPA-Well, аналог технологий ПНП на основе ПАА.

Компанией ООО МПК «ХимСервисИнжиниринг» в рамках импортозамещения разработана отечественная технология повышения нефтеотдачи пластов на основе реагента российского производства АС-CSE-1313 марка В (гидрофобный водорастворимый полимер-гель SPA-Well) [1-2]. Гелеобразующий состав на основе реагента является аналогом композиций на основе импортного ПАА, но может применяться в широком диапазоне геологических условий, включая объекты с высокими пластовыми температурами и минерализацией воды, на участках с низкопроницаемыми коллекторами. Состав обладает двойным действием, реализуемым путем увеличения коэффициента охвата за счет образования гелевого экрана в высокопроницаемых интервалах и увеличения коэффициента вытеснения за счет гидрофобизации поверхности породы в низкопроницаемых интервалах, что способствует повышению подвижности связанной воды в низкопроницаемых каналах и доотмыву остаточной нефти.

Промышленное применение технологии ПНП SPA-Well начато в 2021 году [2]. К настоящему моменту выполнено 175 скв-операций по обработке нагнетательных скважин на 9 месторождениях Западной Сибири и Республики Коми, в том числе в 2021 году – 120 скв.-операций, в 2022 году – 55 скв.-операций. Результаты свидетельствуют о высокой эффективности проводимых мероприятий. Так, в ПАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» в 2021 году выполнено 95 скважино-операций. Дополнительная добыча нефти составила за 10 месяцев в среднем 668 т/скв. (от 560 до 1024 т/скв. по отдельным объектам, при максимальном значении более 2500 т/скв.), сокращение добычи попутной воды – 997 т/скв. (от 438 до 2300 т/скв. по отдельным объектам, при максимальном значении более 8000 т/скв.). Эффект продолжается. При этом ощутимый прирост добычи нефти получен и при закачке малообъемных оторочек реагента – 30-80 м3.

Разработанная и доведенная до стадии промышленного применения технология ПНП SPA-Well рекомендуется для регулирования охвата пластов заводнением на месторождениях с различными геолого-физическими характеристиками, с целью снижения затрат на добычу нефти и сокращения объемов извлекаемой попутной воды, а также для снижения зависимости от закупок по импорту отдельных компонентов, применяемых в химических композициях.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

7. Патент РФ № 2723797. Состав для повышения нефтедобычи / Р.Н. Фахретдинов, Д.Ф. Селимов, С.А. Тастемиров, Г.Х. Якименко, Е.А. Пасанаев. Заявитель и патентообладатель ООО МПК «ХимСервисИнжиниринг». – №201920612; заявл. 02.07.2019; опубл. 17.06.2020.
8. Фаткуллин А.А., Фахретдинов Р.Н. Технология ПНП SPA-Well – гидрофобный полимер-гель // Нефть. Газ. Новации. – 2022. – №2. – С. 60-66.

АНАЛИЗ МЕТОДОВ БОРЬБЫ С ГИДРАТООБРАЗОВАНИЕМ НА ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

Федоринов И.В., Моренов В.А.

Санкт-Петербургский горный университет

Ключевые слова: гидраты, ингибиторы, метанол, термодинамические ингибиторы.

В работе был проведен литературный анализ методов борьбы с образованием гидратов при эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин в условиях криолитозоны. Данная проблема остро стоит на месторождениях арктического региона России, и на ее решении сосредоточены ведущие научные центры и университеты страны. Гидраты представляют собой нестехиометрические соединения молекул воды и газа, образующих клатратную структуру. На данный момент применяется несколько методов борьбы с газовыми гидратами: химические, термические, механические. Однако самым распространенным является химический метод, который подразумевает использование термодинамических и кинетических ингибиторов гидратообразования и антиагломерантов.

Наиболее используемыми ингибиторами являются метанол, гликоли и многоатомные спирты, но в настоящее время активно ведутся поиски их альтернативы. Так, их заменителями могут стать диметилсульфоксид [1], этиленкарбонат [2], фосфорилированная водорастворимая мочевина [3]. Также более высокую ингибиторную способность показали смеси метанола с водными растворами хлоридов натрия, калия, кальция и магния [4]. Такие растворы значительно сильнее понижают температуру гидратообразования, чем растворы метанола эквивалентной концентрации. Это открывает перспективы использования пластовых минерализованных вод для повышения эффективности метанола.

В настоящее время на базе НЦ «Арктика» в Горном университете возможно изучение свойств перечисленных и других ингибиторов и их влияние на фазовое поведение гидратов.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Semenov A. P. et al. The pursuit of a more powerful thermodynamic hydrate inhibitor than methanol. Dimethyl sulfoxide as a case study //Chemical Engineering Journal. – 2021. – Т. 423. – С. 130227.
2. Semenov A. P. et al. Phase equilibrium for clathrate hydrate formed in methane+ water+ ethylene carbonate system //Fluid Phase Equilibria. – 2017. – Т. 432. – С. 1-9.
3. Farhadian A. et al. Toward a bio-based hybrid inhibition of gas hydrate and corrosion for flow assurance //Energy. – 2020. – Т. 210. – С. 118549.
4. Semenov A. P. et al. Synergistic effect of salts and methanol in thermodynamic inhibition of sII gas hydrates //The Journal of Chemical Thermodynamics. – 2019. – Т. 137. – С. 119-130.

ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ГРАНИЦ РЕГУЛИРОВАНИЯ ПАРАМЕТРОВ ПРИ БУРЕНИИ МОРСКИХ СКВАЖИНЫ

Филиппов Е.Ф.¹, Климов В.В.¹, Мойса Ю.Н.²

¹ ФГБОУ ВПО «Кубанский государственный технологический университет»,

² ООО «НПО «Химбурнефть», г. Краснодар

Ключевые слова: ингибирующие буровые растворы, геофизические исследования, бурение морских поисково-разведочных скважин

На основании результатов научно-исследовательских и промысловых работ разработаны инжиниринговые требования по регулированию технологических параметров буровых растворов на водной основе серии ИРГИС, обеспечивающие повышение геолого-технологической эффективности при бурении морских поисково-разведочных скважин. Применение инновационного ингибирующего бурового раствора ИРГИС обеспечивает устойчивость глинистых разрезов и достоверную интерпретацию результатов геофизических исследований скважин.

Реализация данной технологии позволяет решать следующие геолого-технологические задачи строительства морских скважин:

- Научного обоснования выбора типа и состава буровых растворов при разработке проектно-сметной документации;
- Регламентирование величины показателей ингибирующей и консолидирующей эффективности для предотвращения осложнений и аварий при вскрытии интервалов глинистых пород;
- Регламентирование требований к радиометрическим и электрометрическим свойствам буровых растворов, обеспечивающим возможность применения полных комплексов ГИС, получения качественных каротажных материалов, использования стандартных методик и достоверную интерпретацию результатов промыслово-геофизических исследований вскрываемых разрезов;
- Обеспечение регламентированной периодичности контроля технологических свойств в процессе приготовления, очистки и применения буровых растворов;
- Обеспечение инженерно-технологического регулирования в регламентированных границах специальных требований к радиометрическим, электрометрическим, ингибирующим и консолидирующим свойствам ИРГИС непосредственно в процессе строительства скважины;
- Проведение экспертной оценки технико-экономической и промыслово-геофизической эффективности использования данного типа и состава промысловой жидкости в конкретных горно-геологических условиях бурения.
- Осуществление разработки новых высокоэффективных реагентов и буровых растворов на их основе.

ВЛИЯНИЕ НОВЕЙШИХ ТЕКТОНИЧЕСКИХ ДВИЖЕНИЙ НА РАЗМЕЩЕНИЕ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ФЛЮИДОВ

Фирсова Д.Л., Жигалова В.В.

Северо-Кавказский федеральный университет

Ключевые слова: месторождения, новейшие тектонические движения, дифференцированность, дизъюнктивы

Анализ проведенных ранее исследований позволяет говорить о том, что формирование молодых, переформирование и разрушение более древних залежей нефти и газа в разной степени зависит от унаследованных и автономных новейших движений.

В пределах Центрального Предкавказья чётко выражена связь между зонами аккумуляции нефти и газа и интенсивностью новейших тектонических движений.

Большая часть газовых залежей расположена на территории, испытавшей в этап неотектогенеза воздымание от 50 до 400 м. Локальные складки, находящиеся в южной части Ставропольского свода, испытавшие воздымание более 400 м за послесарматское время, как правило, пусты. Это позволяет сделать вывод, что интенсивные новейшие поднятия (свыше 400 м) не благоприятно воздействовали на сохранность углеводородных залежей вследствие ухудшения изолирующих свойств покрышек, которыми являются отложения майкопской серии. В отношении направленности и интенсивности новейших движений для платформенных нефтегазовых областей более перспективными на газ считаются районы наивысших поднятий, а на нефть районы погружений.

Анализ оценки положения залежей УВ относительно отметок современного рельефа Центрального Предкавказья показывает, что основная масса нефтяных месторождений тяготеет к зонам пониженного рельефа с отметками от минус 1 м до минус 100 м, в то время как газовые – к более поднятым с отметками от минус 100 м до минус 300 м. На размещение газовых и нефтяных месторождений влияет дифференцированность новейших движений, количественно выражающихся в градиентах их амплитуд или в вертикальной расчленённости.

Проведённый анализ показал, что наибольшая плотность нефтяных месторождений характерна для территорий с минимальными значениями расчленённости от 0 до 50 м. Для районов с вертикальной расчленённостью от 100 до 200 - 400 м характерна максимальная плотность газовых месторождений.

Таким образом, интенсивность, направленность и дифференцированность новейших тектонических движений оказывает влияние на особенности пространственного размещения месторождений нефти и газа и различия в составе углеводородов в залежах. Установленные эмпирические зависимости между исследуемыми параметрами позволяют прогнозировать перспективы нефтегазоносности различных районов Центрального Предкавказья.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ НА РУССКОМ ЯЗЫКЕ

1. Горелов С.К., Розанов Л.Н. Роль новейших тектонических движений и морфоструктурного фактора в размещении месторождений нефти и газа // Геоморфология. – 1970. - №4 – С. 32-39

РАЗРАБОТКА ИНТЕГРИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ СТРАТЕГИЧЕСКОГО ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ ИРАНА, НА ПРИМЕРЕ НАЦИОНАЛЬНОЙ ИРАНСКОЙ БУРОВОЙ КОМПАНИИ (НИБК)

*Хади Давардуст, Первухин Д.А., Котов Д.Д.
Санкт-Петербургский горный университет*

Ключевые слова: Стратегическое прогнозирование, Цели устойчивого развития, нефтегазовая отрасль, метод Delphi, ANP, PROMETHEE

Целью настоящего исследования является создание комплексной системы стратегического прогнозирования в секторе бурения нефтяных и газовых скважин в Иране. В связи с этим были разработаны четыре типа стабилизирующих методов с использованием матрицы SWOT для взвешивания и ранжирования видов принятия решений. Эффективные показатели были извлечены и описаны с помощью трехступенчатой техники Delphi и парного сравнения. Для определения приоритетности стратегий были использованы процедуры принятия решений PROMETHEE и ANP. Для оценки и проведения парных сравнений показателей с помощью метода случайной выборки "снежный ком" было собрано 53 анкеты, оценена их надежность и валидность. Согласно данным, полученным от Национальной иранской буровой компании (НИБК), стратегия максимизации производительности буровых работ и человеческих ресурсов для сокращения времени буровых работ и увеличения прибыльности имеет наибольшее значение по сравнению с другими стратегиями. Второй по важности стратегией является интеграция инженерного обеспечения и управление затратами.

ПРОБЛЕМЫ КАЧЕСТВЕННОГО СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН ПРИ БУРЕНИИ ГЛИНИСТЫХ ПЛАСТОВ, СОДЕРЖАЩИХ АГРЕССИВНЫЕ ПРИМЕСИ

Халиков А.Р.

Уфимский государственный нефтяной технический университет

Ключевые слова: загрязнение, примеси, ингибитор, осложнения, набухание глин, буровой раствор.

Успех бурения скважин во многом зависит от состава и свойств буровых растворов, которые должны обеспечивать безопасность и бесперебойную работу при высоких скоростях бурения и качественное вскрытие продуктивного пласта. Использование буровых растворов с регулируемыми свойствами оправданно требует значительных финансовых ресурсов, но позволяет сэкономить время, затрачиваемое на работы, связанные с осложнениями, исследованиями и промывками, авариями, продолжительностью бурения. Таким образом, ведется много исследований в области изготовления новых рецептур буровых растворов, так и многофункциональных агентов.

Наиболее частой причиной осложнений при проводке скважины является химическое воздействие дисперсионной среды на глинистую породу, что приводит к ее набуханию и потере устойчивости и, как следствие увеличение других внутренних напряжений в пространстве пор [1]. Более эффективным решением проблемы является применение ингибиторов набухания глин, которые уменьшают гидратацию породы путем замены катиона менее гидратирующимся, либо подавляя осмотическое набухание породы. В терригенных продуктивных пластах присутствуют такие минералы как каолинит, хлорит, гидрослюда и разнослойные соединения [2].

Подавление гидратации глины на нефтяных и газовых месторождениях - очень важный процесс, влияющий на эффективность отрасли в целом, поскольку более 2/3 мировых нефтяных и газовых месторождений составляют месторождения глины [3].

Для обеспечения стабильности ствола скважины на сегодняшний день наиболее применяемыми и эффективными компонентами для ингибирования глин являются неорганические соли. Но применение таких ингибиторов в присутствии бикарбонатной, углекислой агрессии не всегда эффективно.

Растворенные в водной среде вещества сильно влияют на состояние глинистой породы – произошла коагуляция, или наоборот пептизация. Загрязнитель – это любой материал, который способен вызвать нежелательные изменения свойств бурового раствора [1]. Но на практике инженеры зачастую не задумываются, что углекислая, бикарбонатная агрессия может являться вестником многих проблем, таких как плохое распускание глины при приготовлении буровой промывочной жидкости, а также возникновение осыпаний глинистой породы при вскрытии и бурении глиносодержащих интервалов. А на рабочем месте не контролируют содержание углекислого газа, концентрацию карбонат- и бикарбонат-ионов в готовых для бурения буровых растворах, так и в воде, используемой для приготовления новых буровых растворов.

Экономия при строительстве скважин достигается за счет уменьшения сроков строительства сооружения и (или) увеличение объема добычи нефти на одну скважину [4]. Загрязнение рассматриваемыми ионами может способствовать экономически невыгодному перерасходу химических веществ, реагентов. А вследствие неправильной обработки растворов может привести к обрушению, выпучиванию и другим осложнениям при бурении глинистых сланцев, что влечет за собой увеличение времени на строительство скважины.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

4. Ананьев, А.Н. Учебное пособие для инженеров по буровым растворам. / А.Н. Ананьев // Волгоград. – 2000. - 139 с.

5. Логинова М.Е., Конесев Г.В., Тептерева Г.А., Баулин О.А., Мовсумзаде Э.М., Бабушкин Э.В., Буянова М.Г. Применение метода планированного эксперимента для обоснования рецептуры модифицированного бурового раствора // *Промышленное производство и использование эластомеров*. 2021. № 4. С. 27-34. DOI: 10.24412/2071-8268-2021-4-27-34.

6. Чудинова, И.В. О вопросах стабильности ствола скважин при бурении в глинистых породах / И. В. Чудинова Текст : непосредственный // *Научные технологии в решении проблем нефтегазового комплекса: материалы Международной молодежной научной конференции* / отв. редактор К.Ш. Ямалетдинова. – Уфа: РИЦ БашГУ. – 2016. – С. 121.

7. Мухаметгалиев И.Д., Аглиуллин А.Х., Исмаков Р.А., Логинова М.Е., Яхин А.Р. Развитие моделирования параметров КНБК для наклонно-направленного бурения. *Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР*. 2020. № 4. С. 15-23.

УДК 622.627.02

ПЕРСПЕКТИВНЫЕ СРЕДСТВА И МЕТОДЫ КОНТРОЛЯ РАБОТОСПОСОБНОСТИ ПОДВОДНЫХ ДОБЫЧНЫХ КОМПЛЕКСОВ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ АРКТИЧЕСКОГО ШЕЛЬФА

Харченко Ю.А.

Российский государственный университет нефти и газа им. И. М. Губкина

Ключевые слова. Подводный добычный комплекс, телеуправляемый необитаемый подводный аппарат, автономный необитаемый подводный аппарат, разработка морских месторождений, Арктический шельф, обследование, техническое обслуживание, ремонт

Наибольший объем углеводородов морских месторождений России сосредоточен на Арктическом и Охотском шельфе. Этот регион характеризуется экстремальными погодными и климатическими условиями, наличием льда, а расстояние от побережья до месторождений может варьироваться от десятков до сотен километров. Наиболее подходящим вариантом для разработки углеводородов в таких условиях является использование подводного добычного комплекса (ПДК), поскольку он в меньшей степени зависит от погодных условий и наличия льда. Особые требования, связанные с уникальностью района, а также его удаленностью, требуют внимания для повышения безопасности, надежности и сокращения времени реагирования, а также затрат на подводное наблюдение и инспекцию. На данный момент в российской практике в случае выхода из строя подводного оборудования в ледовый период начало ремонтных работ откладывается до освобождения акватории ото льда. В данной работе рассматриваются методы инспектирования и обслуживания ПДК, которые могут быть использованы при разработке арктических месторождений круглогодично.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

[1] Jabari R, and Cheng T 2020 Autonomous Evolution Robotic Systems for Underwater Surveillance and Inspection. *Offshore Technology Conference*, Houston, Texas, USA. doi:10.4043/30759-ms

[2] Arcangeletti G, Mattioli M, Ausborn M, Matskevitch D and Marcotulli A 2021 Autonomous Subsea Field Development - Value Proposition, Technology Needs and Gaps for Future Advancemen, *Offshore Technology Conference*, Houston, Texas, USA

[3] NORSOK STANDARD 2003 U-102 Remotely operated vehicle (ROV)

[4] LiVecchi A, Copping A, Jenne D, Gorton A, Preus R, Gill G, Robichaud R, Green R, Geerlofs S, Gore S, Hume D, McShane W, Schmaus C and Spence H 2019 Powering the Blue Economy. Washington, D.C.

[5] Newell T and Gayathry H 2020 An Autonomous Underwater Vehicle with Remote Piloting Using 4G Technology. *Offshore Technology Conference*, Kuala Lumpur Malaysia

ОСОБЕННОСТИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ КИСЛОТНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА НИЗКОПРОНИЦАЕМЫЕ ТЕРРИГЕННЫЕ КОЛЛЕКТОРЫ

*Хатмуллин А.Р.¹, Фоломеев А.Е.² (к. т. н.), Назарова С.В.¹ (к. х. н.), Анкаримова Г.И.¹,
Арсланова И.М.¹, Баратынский М.Х.¹, Рафикова С.А.¹, Ващенко А.В.¹,
¹ООО «РН-БашНИПИнефть», ²ООО «ИНК»*

Ключевые слова: кислотная обработка, низкопроницаемый коллектор, терригенный коллектор, Западная Сибирь, трудноизвлекаемые запасы, грязевая кислота, глинокислота.

В последние годы одной из наиболее актуальных задач нефтегазодобычи в Российской Федерации является пополнение ресурсной базы углеводородного сырья. Наиболее перспективными являются трудноизвлекаемые запасы, сосредоточенные в высокотемпературных низкопроницаемых залежах мелового и юрского возраста Западной Сибири, активно вводимые в разработку путём бурения горизонтальных скважин с последующим проведением многостадийного гидравлического разрыва пласта (МГРП) [1].

Первые подходы к эффективному освоению подобных объектов столкнулись с проблемами кольматации призабойной зоны пласта технологическими жидкостями (буровые растворы, тяжелые жидкости глушения, гуаровые жидкости разрыва). Попытки восстановить продуктивность скважин традиционными кислотными составами (КС) на основе соляной и плавиковой кислот высокой концентрации могут привести к обратному эффекту – снижению проницаемости по причине интенсификации процессов осадкообразования при высоких температурах, деконсолидации породы и суффозии пелитовой фракции [2]. Помимо подбора оптимальных рецептур КС, совместимых как с пластовыми флюидами, так и с горной породой, немаловажным являются вопросы идентификации слабодренлируемых трещин МГРП и селективного воздействия на данные интервалы.

В работе представлены результаты исследований, направленных на оптимизацию технологии обработки призабойной зоны (ОПЗ) скважин месторождений Западной Сибири. Определено влияние цепочки применяемых технологических жидкостей на продуктивность добывающих скважин, подобраны оптимальный тип потокоотклонителя, рецептура КС и разработаны рекомендации по проектированию дизайна воздействия для скважин с различной конструкцией. Выбранные композиции и предложенные технические решения позволяют повысить эффективность работ по восстановлению продуктивности скважин.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Литвин, В. Т. Обоснование технологии интенсификации притока нефти для коллекторов баженовской свиты с применением кислотной обработки: специальность 25.00.17 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»: диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Литвин Владимир Тарасович. – Санкт-Петербург, 2016. – 131 с.
2. Осадкообразование при взаимодействии кислотных составов с минералами терригенного коллектора / Л. А. Магадова, Л. Ф. Давлетшина, М. Д. Пахомов, З. Р. Давлетов // Нефтепромысловое дело. – 2015. – № 9. – С. 31-36.

БУРЕНИЕ МНОГОЗАБОЙНОЙ СКВАЖИНЫ ПО ВТОРОМУ УРОВНЮ СЛОЖНОСТИ НА БАШКИРСКИЙ ЯРУС

Хлуденев Д.А.¹, Галикеев И.А.²

¹Удмуртский Государственный Университет, ²Институт нефти и газа им. М.С. Гуцериева

Ключевые слова: скважина, ярус, отклонитель, эксплуатационная колонна, зарезка

Предлагается пробурить основной ствол до точки Т2, спустить эксплуатационную колонну (ЭК) диаметром 168 мм выше точки Т2 на 30 м. После спуска и цементации ЭК произвести бурение горизонтального участка до точки Т3, затем спустить хвостовик диаметром 114 мм, с установкой головы хвостовика немного ниже точки Т1 (голова хвостовика представлена направляющей с винтовой линией в пол оборота со шпоночным пазом). С помощью глубинного модуля телесистемы определяется положение направляющей втулки и направленной вырезки «окна», выставляется необходимое положение съемного клина и его спуск. Производится зарезка бокового ствола в 4 четверти извлекаемым комплектом. По окончании бурения производится извлечение клина, восстановление основного (первого) ствола и его освоение.

В связи с тем, что зарезка дополнительных стволов производится при углах свыше 80 существует технология установки упорного пакера с упором на направляющую втулку с применением гидродомкрата. В результате есть возможность разделить минимальное расстояние между стволами в интервалах эксплуатации, оно составляет более 35м. Многозабойные скважины эксплуатируются двумя лифтами, каждый из которых снабжен трубным насосом.

При необходимости проведения работ доступ в основной ствол осуществляется без применения специальных технических средств, так как зарезка дополнительных стволов была предусмотрена «на себя». Для работы в дополнительных стволах предусмотрено применение эксплуатационного клина, который спускается и поднимается совместно с технологической или геофизической компоновкой.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Хузин Р.Р., Салихов Д.А., Галикеев И.А., Андреев В.Е. Опыт строительства многозабойных горизонтальных скважин на некрасовском месторождении ООО «Карбон-ойл»//Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. М.2019.№11.С.17-22.

СНИЖЕНИЕ ОСТАТОЧНОЙ НЕФТЕНАСЫЩЕННОСТИ ПРИ ЗАВОДНЕНИИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ВЯЗКОУПРУГИХ ПОЛИМЕРНЫХ КОМПОЗИЦИЙ

*Христич Е.А., Подопригора Д.Г.
Санкт-Петербургский горный университет*

Ключевые слова: увеличение нефтеотдачи, полимерное заводнение, коэффициент вытеснения, остаточная нефтенасыщенность, вязкоупругие свойства

Полимерное заводнение на сегодняшний день является методом увеличения нефтеотдачи (МУН) с сотнями проектов по всему миру, подтверждающих его эффективность. Традиционно считается, что полимерное заводнение увеличивает коэффициент извлечения нефти (КИН) за счет повышения коэффициента охвата пласта заводнением. Добавление полимера в водный раствор существенно повышает его вязкость и снижает фазовую проницаемость. Благодаря этим эффектам выравнивается соотношение подвижностей нефти и вытесняющего агента, что в свою очередь увеличивает охват пласта процессом заводнения[1].

Однако, последние работы [3] показывают, что полимерное заводнение влияет не только на коэффициент охвата пласта, но и непосредственно на эффективность вытеснения нефти из порового пространства. Речь идет как о нефти, защемленной в тупиковых порах, так и о пленочной остаточной нефти в уже промытых поровых каналах различной проницаемости.

Причиной снижения остаточной нефтенасыщенности при использовании полимерных растворов в качестве вытесняющего агента являются их вязкоупругие свойства. Однако, все еще до конца не изучено то, какой механизм в большей степени влияет на снижение остаточной нефтенасыщенности. В исследованиях [6,14] предполагается, что наибольшую роль играет эффект вязкоупругой турбулентности при течении вязкоупругого полимерного раствора [2]. В работах [8,9,13] изучался вопрос о влиянии длины молекулярной цепочки и времени релаксации молекул полимера при фильтрации в пористой среде на вытеснение нефти. Авторами [4,7] установлено, что большую роль также играет минерализация раствора.

Фильтрационные эксперименты [5,10,12] показывают, что вязкоупругие растворы высокомолекулярных полимеров лучше вытесняют нефть чем ньютоновские растворы той же вязкости при одних и тех же условиях. В большинстве случаев наблюдается, что более молекулярный полимер снижает остаточную нефтенасыщенность сильнее, чем менее молекулярный (в среднем, на значение около 5%). Таким образом, факт влияния вязкоупругих свойств полимера на улучшение процесса вытеснения нефти не вызывает сомнений, однако немногочисленные исследования количественной оценки этого эффекта проводились при различных термобарических, а также геолого-физических условиях, что делает невозможным унифицировать их результаты. В некоторых исследованиях [11] эффект и вовсе не наблюдался.

Для корректной оценки технологического эффекта, необходима разработка методики, позволяющей количественно оценить влияние вязкоупругих свойств полимерных растворов на процесс вытеснения нефти в пористой среде, учитывая вариации множества параметров,

таких как пластовая температура, минерализация воды, смачиваемость и фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) породы-коллектора, вязкость нефти и т.д.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Подопригора, Д. Г. Текущий уровень и перспективы развития технологий большеобъемных закачек с использованием полимеров для повышения нефтеотдачи / Подопригора Д. Г., Бязров Р. Р., Христинич Е. А. // Вестник евразийской науки. — 2022. — Т. 14. — № 2.
2. Попов В.И. Возникновение и развитие эластической турбулентности в полимерных потоках // Теоретические основы химической технологии. – 2019. – Т. 53. - №2, С. 189-195.
3. Chemicals Methods EOR / Н. Abdolhossein [et al.]. – Kerman, Iran: Gulf Professional Publishing, 2022. – 490 p.
4. Erincik M. New Method to Reduce Residual Oil Saturation by Polymer Flooding / M. Erincik, P. Qi, M. Balhoff // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, USA. – 2017, SPE-187230-MS.
5. Hincapie R.E. Oil Mobilization by Viscoelastic Flow Instabilities Effects during Polymer EOR: A Pore-Scale Visualization Approach / R.E. Hincapie, A. Rock, J. Wegner // SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Buenos Aires, Argentina. – 2017, SPE-185489-MS.
6. Irfan M. An experimental study to investigate novel physical mechanisms that enhance viscoelastic polymer flooding and further increase desaturation of residual oil saturation / M. Irfan, K. Stephen, C. Lenn // Upstream Oil and Gas Technology. – 2021. – Vol. 6.
7. Jin J. Experimental Investigation of the Effect of Polymer Viscoelasticity on Residual Saturation of Low Viscosity Oils / J. Jin, P. Qi, K. Mohanty // SPE Improved Oil Recovery Conference, Virtual. – 2020, SPE-200414-MS.
8. Koh H. Experimental Investigation of the Effect of Polymers on Residual Oil Saturation. Doctoral Dissertation, Texas, The University of Texas at Austin publ., 2015. 257p.
9. Lotfollahi M. Mechanistic Simulation of Residual Oil Saturation in Viscoelastic Polymer Floods / M. Lotfollahi, H. Koh, Z. Li // SPE EOR Conference at Oil and Gas, West Asia, Muscat, Oman. – 2016, SPE-179844-MS.
10. Qi P. Reduction of Residual Oil Saturation in Sandstone Cores Using Viscoelastic Polymers / P. Qi, D.H. Ehrenfried, H. Koh // SPE Improved Oil Recovery Conference, Tulsa, Oklahoma, USA. – 2016, SPE-179689-MS.
11. Sandengen K. Polymer “viscoelastic effect”; does it reduce residual oil saturation / K. Sandengen, K. Melhuus, A. Kristoffersen // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2017. – Vol. 153.
12. Song W. On the reduction of the residual oil saturation through the injection of polymer and nanoparticle solutions / W. Song, D.G. Hatzignatiou // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2022. – Vol. 208.
13. Wang J. Mechanistic Simulation Studies on Viscous-Elastic Polymer Flooding in Petroleum Reservoirs / J. Wang, H. Liu, J. Xu // Journal of Dispersion Science and Technology. – 2013. – Vol. 34, 417-426p.
14. Zhong H. Modeling of microflow during viscoelastic polymer flooding in heterogeneous reservoirs of Daqing Oilfield / H. Zhong, Y. He, E. Yang // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2022. – Vol. 210.

ЗЕЛЕНый ОБЛЕГЧЕНный ТАМПОНАЖный ПОРТЛАНДЦЕМЕНТ ООО «ХОЛСИМ (РУС)»

GREEN LIGHTWEIGHT WELL CEMENT LLC «HOLCIM (RUS)»

*Часовских В.Р., Воробьев Д. В., Бородавченко И. А. (ООО «Холсим (Рус)», Нурсканов В. Д.
(ООО «Химпром»), Рахматуллин Р. Р. (ООО «ЦТ и РС»)*

Ключевые слова: зеленый облегченный тампонажный портландцемент, ПЦТ-III-О65-50, снижение выброса CO₂, ООО «Холсим (Рус)», повестка устойчивого развития.

В 2021 году компания ООО «Холсим (Рус)» сертифицировала и начала производство в городе Вольск Саратовской области “зеленого” облегченного тампонажного цемента ПЦТ-III-О65-50 (ГОСТ 1581-2019) со сниженным углеродным следом, поддерживающего повестку устойчивого развития.

«Зеленый» облегченный тампонажный портландцемент ПЦТ-III-О65-50 ООО «Холсим (Рус)» за счет оптимизированного процесса производства и специально подобранной сырьевой базы позволил снизить содержание клинкера в готовой продукции (цементных растворах низкой плотности) на 30 %. Кроме того, при производстве «зеленого» цемента как минимум на 30 % снижаются выбросы углекислого газа в атмосферу по сравнению с общестроительными и тампонажными марками портландцемента. Особенно это актуально для нефтегазовой индустрии, где вопрос снижения влияния производства на климат становится все более острым с каждым годом [1].

После описания преимуществ в использовании ПЦТ-III-О65-50 с точки зрения приверженности принципам «зеленой» повестки, стоит поговорить про его физико-механические свойства. Цемент обладает высокой стабильностью и предназначен для приготовления тампонажных растворов низкой плотности с оптимальным соотношением цена - рабочие свойства. Он позволяет отказаться от применения дорогостоящих облегчающих добавок – микросфер и бентонита для большинства геологических условий, что сокращает операционные затраты и упрощает работу по цементированию.

В состав облегченного тампонажного портландцемента ПЦТ-III-О65-50 входят специальные добавки, благодаря которым достигаются оптимальные физико-механические характеристики в растворах низкой плотности, повышая качество крепления обсадных колонн нефтяных и газовых скважин с низкими градиентами значений гидроразрыва пластов в условиях низких и нормальных температур.

Согласно результатов лабораторных испытаний согласно ГОСТ 1581-2019, а также API 10B-2/ISO 10426-2, цемент обладает высокой стабильностью, высокими прочностными характеристиками в сравнении с широко распространёнными гель-цементами, которые используются для цементирования верхних секций нефтяных и газовых скважин.

После тестирования рецептур на основе ПЦТ-III-О65-50 ООО «Холсим (Рус)» и химических добавок ООО «Химпром» при температурах 40 °С и 60 °С были получены превосходные результаты: нулевое водоотделение, высокую прочность, низкую водоотдачу. Таким образом, рецептуры могут быть использованы для цементирования нижних секций нефтяных и газовых скважин.

Резюмируя вышесказанное, цементный раствор на основе ПЦТ-III-О65-50 от компании ООО «Холсим (Рус)» имеет следующие преимущества для потребителей:

1) Надежность изоляции интервалов – благодаря высокой стабильности, низкой плотности, а также совместимости с химическими добавками, возможно достижение высокого качества цементирования;

2) Экономия временных ресурсов – благодаря использованию ПЦТ-III-О65-50 экономятся временные ресурсы в приготовлении смеси для облегченных цементных растворов, возможно достижение более высоких экономических показателей;

3) Экологичность производства цемента – благодаря технологии производства цемента ПЦТ-III-О65-50 уменьшается выброс CO₂, что в свою очередь положительным образом сказывается на окружающей среде.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. «Снижение эмиссии CO₂ за счет применения «зеленого» облегченного тампонажного цемента Холсим Россия», Деловой журнал «Neftegaz.RU», выпуск 8 [128] 2022, – стр. 38.

ПОВЫШЕНИЕ КАЧЕСТВА КРЕПИ СКВАЖИНЫ В УСЛОВИЯХ СЕРОВОДОРОДНОЙ АГРЕССИИ

Чиж М.О., Сабирзянов Р.Р.

Уфимский государственный нефтяной технический университет

Ключевые слова: Строительство скважин, заканчивание скважин, сероводородная агрессия, тампонажный камень, крепление скважин, цементный раствор.

Сероводород является наиболее агрессивным пластовым флюидом по отношению к крепи скважины. Данное соединение находится в составе более чем 400 месторождений нефти и газа по всему миру. В процессе эксплуатации скважины сероводород вызывает химическую коррозию тампонажного камня и приводит к его преждевременному разрушению и как следствие может привести к остановке скважин и дополнительным расходам на ремонтно-изоляционные работы (РИР).

Цель исследования – улучшение качества крепления скважин в условиях сероводородной агрессии с применением тампонажной композиции с повышенной коррозионной стойкостью. Были выделены следующие задачи:

- 1) определение приоритетных свойств тампонажного раствора и камня для увеличения его долговечности в условиях коррозионной агрессии.
- 2) разработка коррозионностойкого тампонажного состава и исследование его физико-механических и реологических свойств.
- 3) расчёт экономической эффективности ввода в тампонажный состав реагента.

Управляя такими параметрами тампонажного раствора как: прокачиваемость, водоотделение, химическая усадка, улучшенная реология, полное заполнение затрубного пространства, удаётся достигнуть улучшения качества крепления скважины. Основной метод работы заключается в максимальном снижении пористости затвердевшего камня за счет вводимой в цементный раствор добавки полисульфида кальция, которая, оседая в порах, закупоривает их. Разработанный состав с добавлением кольматирующего реагента в течении 45 суток хранился в сероводородной среде. Коррозия данного образца была значительно медленнее относительно составов без добавки.

Предложенный состав с добавлением ингибирующего реагента является целесообразным решением для обеспечения коррозионной стойкости заколонного камня, улучшения качества строительства скважин за счёт снижения количества проводимых ремонтно-изоляционных работ.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Агзамов, Ф.А., Токунова, Э.Ф., Сабирзянов, Р.Р. Применение полисульфида кальция для повышения коррозионной стойкости крепи скважин // Нанотехнологии в строительстве. – 2019. – Том 11, № 3. – С. 308–324. – DOI: 10.15828/2075-8545-2019-11-3-308-324.
2. Сабирзянов Р.Р. Повышение долговечности и антикоррозионной защиты цементного камня в агрессивных средах = Increasing the durability and corrosion protection of cement stone in aggressive media / Ф. А. Агзамов: // VI Youth Forum of the World Petroleum Council - Future Leaders Forum (WPF 2019), June 23-28, 2019, SPb, RF. - СПб., 2019.

ПЕРСПЕКТИВЫ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ ЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ШАИМСКОГО РЕГИОНА

Шабрин Н.В., Котенев М.Ю.

Уфимский государственный нефтяной технический университет

Ключевые слова: фациальные особенности, тектонические нарушения, остаточные запасы, Шаимский регион.

По сложности геологического строения месторождения Шаимского региона характеризуются как сложные и очень сложные. Это связано с наличием зон глинизации, выклинивания (на палеозойский фундамент), а также разломной тектоникой. По классификации Ханина коллектора относятся к V-VI группе. Данные факторы являются основной причиной образования застойных зон, в которых сосредоточена высокая доля остаточных запасов. По этой причине необходимо изучить механизм их формирования.

Несмотря на разное геологическое строение, выделяются общие тенденции образования застойных зон. Основными причинами являются полифациальное геологическое строение, наличие тектонических нарушений, а также технологические причины.

По результатам анализа влияния фациальных особенностей формирования продуктивных отложений на выработку запасов можно утверждать, что области, соответствующие русловым фациям, имеют более высокие значения ФЭС и вырабатываются лучше, чем области внерусловых фаций, которые не выдержаны по площади и по разрезу [1].

Что касается влияния тектонических нарушений, то по результатам прямых (трассерные исследования) и косвенных (статистические) методов были получены низкие гидродинамические связи между соседними скважинами, которые разделены тектоническими нарушениями. Исходя из этого можно сделать вывод о том, что основная часть разломов данного региона является слабо- или непроницаемыми.

Как было сказано выше на выработку запасов нефти влияет не только сложное геологическое строение, но и технологические факторы. На примере нескольких месторождений можно сделать вывод, что они связаны с несформированностью системы поддержания пластового давления месторождения и длительным периодом эксплуатации на природном режиме, что приводит к образованию зон пониженных давлений, в которых резко осложняется выработка.

В связи с этим необходимо учитывать все данные факторы при проектировании разработки и подбирать адресные геолого-технологические мероприятия, чтобы избежать образование зон остаточных запасов и наиболее эффективно добывать углеводороды [2].

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Н.В. Шабрин, А.В. Стенькин, А.Ю. Котенев, Влияние фациальных обстановок осадконакопления Тюменской свиты на эффективность извлечения и выработку запасов углеводородов, Вестник Академии наук Республики Башкортостан. – 2022. – Т. 43. – № 2(106). – С. 36-45.
2. Н.В. Шабрин, М.Ю. Котенев, В.В. Никифоров, «Геолого-промысловое обоснование совершенствования системы заводнения юрских отложений месторождений Шаимского района,» международная научно-техническая конференция «СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В НЕФТЕГАЗОВОМ ДЕЛЕ-2022», 2022.

**ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЙ СТЕНД ПО ИССЛЕДОВАНИЮ ПРОЦЕССА РЕЗАНИЯ
(БУРЕНИЯ) ЛЕДОВОГО МАССИВА ДИНАМИЧЕСКИ УРАВНОВЕШЕННЫМ
БУРОВЫМ СНАРЯДОМ
EXPERIMENTAL STAND FOR RESEARCHING ICE MASS CUTTING PROCESS BY
DYNAMIC BALLANCED DRILL**

Шадрин В.С., Загривный Э.А., Шпенст В.А., Игнатьев С.А., Климов В.Я.

Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург

Shadrin V.S., Zagrivny E.A., Shpenst V.A., Ignatiev S.A., Klimov V. Ya

St. Petersburg Mining University, St. Petersburg

Ключевые слова: Антарктида, бурение скважин, динамически уравновешенный снаряд, возвратно-вращательное движение.

Дальнейшее исследование подледникового озера Восток предполагает бурение новой скважины доступа. Для достижения этой цели в Горном университете ведутся работы по усовершенствованию существующих и созданию новых технологий бурения ледовых массивов и технических средств их реализации. Одной из таких технологий является бурение скважины динамически уравновешенным буровым снарядом (ДУБС).

Научно-исследовательские работы, направленные на создание ДУБС проводились в Горном университете под руководством профессора Загривного Э.А. [1], но возможность использования данного снаряда для бурения ледовых массивов не рассматривалась. Сейчас при бурении скважины 5Г-5 используется колонковый электромеханический снаряд КЭМС-132, в конструкцию которого входит распорное устройство. Принцип действия ДУБС не предполагает использование распорного устройства, в отличие от КЭМС-132, при повороте которого разбиваются стенки скважины.

Первым этапом создания ДУБС для бурения ледовых массивов будет являться исследование процесса резания (бурения) возвратно-вращательным способом. Для решения данной задачи в НИЦ «Арктика» был разработан экспериментальный стенд, изготовленный в учебно-экспериментальных мастерских Горного университета.

Исследование выполнено с помощью субсидии на выполнение Государственного задания в сфере научной деятельности на 2022 г. № FSRW-2021-0011.

СПИСОК ИПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Поддубный Д.А. Лабораторные экспериментальные исследования динамически уравновешенного бурового снаряда на грузонесущем кабеле с авторезонансным электроприводом возвратно–вращательного движения. / Э.А. Загривный, Н.С. Губарь, Д.А. Поддубный // «Народное хозяйство республики Коми» // г. Воркута, №1, 2013г. - С.39-44.

МОНТАЖ И РЕМОНТ НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ЭКЗОСКЕЛЕТОВ

Шайдаков В.В.¹, Богатырев Т.С.², Ногомирзаев С.М.³.

*(¹Уфимский государственный нефтяной технический университет;
^{2,3}Грозненский государственный нефтяной технический университет
имени академика М.Д. Миллионщикова)*

Ключевые слова: безопасность и производительность труда, надежность и контролируемая затяжка резьбового соединения, гайковерты, промышленный экзоскелет.

Повышение уровня безопасности и производительности труда, остается важной задачей. Особой трудоемкостью в нефтяной промышленности отличаются монтаж и ремонт нефтегазопромыслового оборудования. Колонные и трубные головки скважин, противовыбросовое оборудование, имеют резьбовые соединения, диаметр которых превышает 50 мм, а количество достигает нескольких десятков штук.

Современные технологии предъявляют высокие требования к фланцевым соединениям. Однако, основным условием их надежности, является гарантированная степень затяжки резьбы болтов, шпилек и гаек. [1]

Контролируемый метод затяжки обеспечивается калиброванным, измеряемым инструментом. Гидравлические гайковерты позволяют решать эти задачи. Но, трудоемкость монтажных работ не сокращается, в виду значительной их массы (более 15 кг).

Пробел в облегчении утомительных и опасных работ, по мнению авторов, возможно заполнить интегрированием, в производственные процессы гибрида промышленного экзоскелета и гидравлического ручного инструмента. [2]

Разработка промышленных экзоскелетов максимально приспособленных к нефтегазовому производству, остается сложной задачей. Так, как необходимо: во-первых, обеспечить возможность эксплуатации экзоскелета на открытых площадках, в различных климатических условиях; во-вторых, обеспечить максимальное число свободы движения рабочего.

Достижение высокой степени адаптации промышленных экзоскелетов, в процессы монтажа и ремонта промыслового оборудования в сочетании с гидравлическим инструментом, является залогом, повышения производительности труда и сокращения производственного травматизма. На ряду с этим, решаются вопросы минимизации количества аварий, приводящих к техногенным последствиям и материальному ущербу.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. РД 37.001.131-89 Затяжка резьбовых соединений. Нормы затяжки и технические требования. Дата актуализации: 01.01.2021.
2. Орлов, И. А., Алисейчик, А. П., Меркулова, А. Г., Комарова, С. В., Белая, О. В., Грибков Д.А., Бетц, К. В. Актуальность использования промышленных экзоскелетов для снижения количества профессиональных заболеваний опорно-двигательного аппарата верхней части тела. Медицина труда и промышленная экология. 2019. – С. 412-416.

СПОСОБ ОПТИМИЗАЦИИ ВЫБОРА РЕЦЕПТУРЫ БУРОВОЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЖИДКОСТИ ДЛЯ ПРОВОДКИ СКВАЖИН В ИНТЕРВАЛАХ РАЗУПРОЧНЕННЫХ ГОРНЫХ ПОРОД

Шемелина О.Н.
ООО «Газпром недра»

Ключевые слова: стабильность ствола скважины, технологические жидкости для бурения скважин, физико-химические аспекты прочности глинистых пород, методика выбора оптимального состава бурового раствора

В статье предложен способ оптимизации выбора рецептуры буровой технологической жидкости для проводки скважин в интервалах разупрочненных горных пород. Исследование относится к области бурения скважин в интервалах, представленных неустойчивыми глинистыми отложениями и может быть использовано при выборе рецептуры буровой технологической жидкости для проводки скважин в интервалах разупрочненных горных пород. Способ включает исследование геолого-технических условий бурения и технологии бурения скважины с позиций требований к качеству буровой технологической жидкости, выбор п альтернатив видов и рецептур буровой технологической жидкости из известных составов, наиболее подходящих для условий бурения, обоснование общей совокупности свойств и показателей, необходимых и достаточных для всесторонней оценки пригодности (качества) буровой технологической жидкости. В соответствии с методом анализа иерархий строят качественную модель в виде иерархии, включающей цель, альтернативные варианты достижения цели и критерии оптимизации для оценки альтернатив, определяют приоритеты всех элементов иерархии методом парных сравнений, проводят синтез глобальных приоритетов альтернатив путем линейной свертки рецептур буровой технологической жидкости на иерархии, взвешивание оценок глобальных приоритетов альтернатив по каждому оценочному критерию и определяют наибольшее значение синтезированного приоритета, делают заключение об оптимальной рецептуре буровой технологической жидкости. Повышается точность выбора рецептуры буровой технологической жидкости для обеспечения устойчивости стенок скважины при бурении в глинистых отложениях.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Исследование оптимальной рецептуры бурового раствора / О. Н. Шемелина // Актуальные проблемы научного знания. Новые технологии ТЭК-2022: Материалы VI МНПК, Тюмень, 22 апреля 2022 года / Отв. редактор С.Н. Нагаева. – Тюмень: ТИУ, 2022. – С. 229-232.
2. Повышение устойчивости ствола скважины буровым раствором при проходке несвязных горных пород / П.А. Э.Р. Арсланова // Наука, техника и образование. 2016. № 8. – С. 112 – 115.
3. Разработка состава бурового раствора для бурения скважин в глинистых породах / И. В. Чудинова, Н. И. Николаев, А. С. Мартель // Тезисы докладов III МНПК «Бурение в осложненных условиях». СПб. 2018. – С. 128.

ПРИМЕНЕНИЕ ПОКРЫТИЙ ВНУТРЕННЕГО ПРОСТРАНСТВА ТРУБОПРОВОДНЫХ СИСТЕМ ДЛЯ ТРАНСПОРТИРОВКИ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ В УСЛОВИЯХ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

*Шлихтер В.К., Моренов В.А.
Санкт-Петербургский горный университет*

Ключевые слова: тяжелые нефти, внутритрубные покрытия, Ansys Fluent.

На сегодняшний день актуальны вопросы, связанные с истощением традиционных запасов нефти. По данной причине возникает необходимость разрабатывать тяжелые и высоковязкие нефти. Доля их запасов достигает 80 % в некоторых регионах России, например, в Удмуртии. По причине химического состава таких нефтей во время их добычи происходит отложение асфальтенов и парафинов на внутренней поверхности промыслового оборудования, что затрудняет процесс разработки. К решениям такой проблемы относят различные методы борьбы с АСПО: тепловые, механические и химические, а также внутритрубные покрытия [1].

К преимуществам внутритрубных покрытий над другими методами можно отнести следующие: отсутствие риска отделения фракций нефти при добыче по причине нагрева, необходимости в оборудовании для механической очистки и экономичность. Существует несколько видов защитных покрытий: диффузионное цинковое покрытие, бакелитовый лак, силикатно-эмалевое и эпоксидное покрытия. Одним из эффективных в борьбе с АСПО является бакелитовый лак, который представляет собой раствор резольных смол в этиловом спирте, что обеспечивает низкую сцепляемость с асфальтенами [2]. Для того, чтобы выявить параметры энергоэффективности применения внутритрубных покрытий, можно выполнить моделирование в программной среде Ansys Fluent. Применение внутритрубных покрытий способствует уменьшению шероховатости стенок трубы и, как следствие, уменьшению гидравлических потерь при транспортировке высоковязкой нефти [3].

На базе научного центра «Арктика» проводятся реологические исследования высоковязких нефтей, которые могут быть использованы для выявления оптимальных условий применения внутритрубных покрытий.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Галимов А.Ф. Известные методы борьбы с АСПО [Текст] / Т.Г. Донцу, М.Д. Козлов, Л.В. Бондаровская // Нефть и газ Западной Сибири: сборник трудов конф. – Ноябрьск, 2015. – С. 31–34;
2. Тихонов Д.Е. Влияние внутреннего покрытия труб на эксплуатацию НКТ [Текст] / Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса: сборник трудов конф. – Нижневартовск, 2016. – С. 174–176;
3. Долинин К.А. Математическое моделирование движения жидкости и газа в трубопроводах с использованием программного модуля Ansys Fluent [Текст] / Энергия–2013: сборник трудов конф. – Иваново, 2013. – С. 129–130.

СОДЕРЖАНИЕ, МЕТОДЫ И ПРАКТИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ РЕШЕНИЯ ПРОБЛЕМЫ КОМПЛЕКСНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ «ГОРНАЯ ПОРОДА-БУРОВОЙ ИНСТРУМЕНТ-БУРОВАЯ УСТАНОВКА» (ГП-БИ-БУ)

Шмелев В.А.

Волгоградский государственный технический университет.

Ключевые слова: системный анализ, модель процесса бурения скважин, поддержка принятия решений, автоматизированное управление процессом

Анализ параметров состояния процесса бурения позволяет получить уравнения, описывающие поведение сложной системы «ГП-БИ-БУ» [1], однако при этом результаты будут справедливы для тех условий, в которых они получены и не могут быть достоверными при прогнозировании поведения процесса и разработке управляющих воздействий в других условиях [2]. Важным аспектом применения системного анализа является разработка нового подхода к исследованию слабоструктурированной технологической системы бурения скважин, что создает основу для логического и последовательного решения проблемы принятия решений повышения эффективности строительства нефтяных и газовых скважин.

С целью корректного решения практических задач при управлении бурением скважин предлагается изменить подход к системному исследованию процесса разрушения горных пород, а именно влияние отдельных факторов предлагается рассматривать не как отдельные величины, а как совокупности - **обобщенные переменные** [3].

В результате описания процесса безразмерными комплексами: 1) Получено инвариантное уравнение подобия процесса бурения скважин;

$$\frac{G_0}{F \cdot \sigma} = \left(\frac{V_{\text{мех}}}{v_{\text{ПРИ}}} \right)^\alpha \cdot \frac{1}{v_{\text{ПРИ}}^\delta} \cdot Q^\delta \quad (1)$$

где: $V_{\text{мех}}$ - механическая скорость бурения, м\с; G_0 - осевая нагрузка, кН; $v_{\text{ПРИ}}$ - скорость приложения разрушающей нагрузки (линейная скорость перемещения резца ПРИ), м\с; Q - расход очистного агента, м³; σ - предел прочности горной породы, Н/м²; α, δ - эмпирические коэффициенты.

2) Определены критерии оптимизации, разработана методика оценки эффективности разрушения горных пород и новые принципы управления бурением скважин.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

- 1) *Буткин, В. Д.* Буровые машины и инструменты / В. Д. Буткин, И. И. Демченко. - Красноярск : Сибирский федеральный университет, 2010. – 236 с.
- 2) *Близнюков, В. Ю.* Научные основы управления разработкой рациональных конструкций глубоких и сверхглубоких скважин в сложных горно-геологических условиях: дис. д-ра техн. наук : 25.00.15 / Близнюков Владимир Юрьевич ; УхТГТУ. - Ухта, 2007. - 527 с.
- 3) *Шмелев, В. А.* Повышение эффективности бурения скважин. Ч. II. Исследование процесса бурения с помощью методов теории подобия / В. А. Шмелев, Ю. П. Сердобинцев // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2020. - № 9. – С. 5-10.

ОЦЕНКА ПОСТАВЩИКОВ В СООТВЕТСТВИИ С КОНЦЕПЦИЕЙ ESG В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Юсупова Л.А.

Альметьевский государственный нефтяной институт

Ключевые слова: цели устойчивого развития, ESG, устойчивый выбор поставщиков, нефтегазовая отрасль

За последние три десятилетия осведомленность об устойчивом развитии значительно возросла, что повлияло на производство товаров и оказание услуг. Выбор поставщиков является одной из ключевых задач в управлении устойчивой цепочкой поставок, так как являясь важным звеном цепочки поставок, поставщики вносят значительный вклад в достижение целей устойчивого развития предприятия.

Концепция устойчивого развития усложнила и до этого непростую задачу выбора поставщиков, так как при устойчивом выборе поставщика одновременно с ранее рассматриваемыми критериями как цена, качество и сроки учитываются также экологические и социальные аспекты, поскольку последствия каждого действия имеют экономические, социальные и экологические последствия.

Внедрение устойчивого выбора поставщиков можно разделить на следующие этапы: разработка критериев выбора поставщиков с интеграцией целей устойчивого развития, уведомление действующих и потенциальных поставщиков о своих ожиданиях от них, внедрение устойчивого выбора поставщиков в процесс закупок и постоянный мониторинг показателей устойчивости поставщика.

Устойчивый выбор поставщиков в нефтегазовой отрасли в России имеет особо важное значение. Данная отрасль является стратегическим форпостом государства: это и база, обеспечивающая стабильность страны, и основа развития ее экономики. Таким образом, играя ведущую роль в экономике России нефтегазовая отрасль имеет возможность влиять на своих поставщиков, мотивируя их внедрять в свою деятельность элементы устойчивого развития.

Кроме того, роль нефтегазовой отрасли с точки зрения устойчивого общества поставлена под сомнение из-за влияния ее деятельности на окружающую среду. Поэтому важно комплексно подойти к данной проблеме и одновременно с развитием проектов ESG внутри компании, распространить эту концепцию по всей цепочке поставок.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Антипова О.В. Управление ресурсосбережением и устойчивым развитием компании в ВИНК: теория и практика: монография / О.В. Антипова. – М.: Библио-Глобус, 2020. – 326 с. – 20,38 п.л.
2. Шадрина Е. В. Экологичные закупки. Что думают заказчики // Госзаказ: управление, размещение, обеспечение. – 2019. – №. 58. – С. 78-81.
3. Руководство для эмитента: как соответствовать лучшим практикам устойчивого развития [Электронный ресурс]. URL: <https://fs.moex.com/f/16010/mosbirzha-esg-rus-book-1012.pdf> (дата обращения: 06.11.2022).

КОМПЛЕКСНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА НА ВАНКОРСКОМ НЕФТЕГАЗОВОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Ямкин М.А., Сафиуллина Е.У.

Санкт-Петербургский горный университет

Ключевые слова: Ванкорское месторождение, трещины ГРП, PKN, KGD, радиальная модель, приток нефти.

В настоящее время приобретает актуальность разработка месторождений нефти и газа со сложными геологическими условиями. В этих условиях применяются такие технологии по извлечению нефти, как гидроразрыв пласта (ГРП). Вследствие этого на Ванкорском месторождении на объекте Нх-1 применяется технология ГРП [1].

При этом для наибольшей эффективности операции ГРП необходимо рассчитывать различные параметры трещины ГРП. Существуют различные модели трещин ГРП. В докладе анализируются основные одномерные модели ГРП с использованием данных Ванкорского месторождения: модель Христиановича — Гиртсма — де Клерка (KGD), радиальная модель, а также модель Перкинса — Керна — Нордгрена (PKN). При анализе результатов моделирования, полученных при помощи программы, написанной на языке программирования Python, было получено, что для Ванкорского месторождения наибольшую сходимость обеспечивает радиальная модель трещин ГРП.

При проведении операции ГРП существует проблема устойчивости трещины в пласте. Для решения проблемы по определению условия, при выполнении которого, трещина не будет распространяться в пласте самопроизвольно, и будет устойчива в рамках данной породы, была создана программа на языке программирования Python, которая на основе обработки исходных данных позволяет оценить устойчивость трещины в заданной породе.

В рамках проведенного исследования определялся приток нефти после проведения операции ГРП. Была оценена сходимость смоделированных данных с практическими для оценки корректности построенной модели. Значение сходимости равно 78,4%.

В дальнейшем авторами ставится задача по построению трехмерной модели трещин ГРП для получения большей сходимости.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ НА РУССКОМ ЯЗЫКЕ

1. М.Т. Нухаев, С.С. Козлов. Анализ методов увеличения нефтеотдачи на Ванкорском нефтегазовом месторождении // «Сибирский федеральный университет» Институт нефти и газа. 2017. 77 с.

