

УДК 622.276.72 + 537.63

**ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ БОРЬБЫ С ПАРАФИНООТЛОЖЕНИЯМИ
НА АНАСТАСИЕВСКО-ТРОИЦКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ
С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ УСТРОЙСТВ ПОСТОЯННОГО МАГНИТНОГО ПОЛЯ**



**INCREASING THE EFFECTIVENESS OF THE FIGHT
AGAINST PARAFFIN DEPOSITS
ON THE ANASTASIEVSKO-TROITSKOYE FIELD
USING CONSTANT MAGNETIC FIELD DEVICES**

Лешкович Надежда Михайловна

старший преподаватель
кафедры Нефтегазового дела
имени профессора Г.Т. Вартумяна,
Кубанский государственный
технологический университет
NLeshkovich@bk.ru

Аннотация. Обеспечение планируемых объёмов добычи нефти должно базироваться как на разработке и применении новых прогрессивных средств, техники и технологии, так и на совершенствовании существующих при условии учёта физико-геологических особенностей разрабатываемых месторождений и свойств добываемых нефтей. Целью данной работы является повышение эффективности борьбы с парафиноотложениями на Анастасиевско-Троицком месторождении с использованием устройств постоянного магнитного поля. В статье проанализированы геологические и геофизические характеристики месторождения, текущие показатели его разработки и обоснована целесообразность применения магнитных устройств для борьбы с парафиноотложениями на Анастасиевско-Троицком месторождении. Произведена экономическая оценка проектируемого мероприятия, которая демонстрирует экономическую эффективность выбранного проекта.

Ключевые слова: борьба с асфальто-смоло-парафиновыми отложениями на Анастасиевско-Троицком месторождении; классификация методов борьбы и ликвидации отложений асфальтенов, смол и парафинов; термическая обработка скважин; механические методы борьбы; предупреждение парафиноотложения с применением скважинных устройств постоянного магнитного поля; природа образования асфальто-смоло-парафиновых отложений; принцип действия устройств постоянного магнитного поля; анализ эффективности применения устройств постоянного магнитного поля; магнитный активатор ЗАО «Геопромышленные инновации».

Leshkovich Nadezhda Mikhailovna

Senior lecturer
of oil and gas engineering department
named after professor G.T. Vartumyan,
Kuban state technological university

Annotation. The provision of the planned volumes of oil production should be based both on the development and application of new advanced tools, equipment and technology, and on the improvement of existing, subject to the physical and geological characteristics of the fields being developed and the properties of the extracted oils. The aim of this work is to increase the effectiveness of the fight against paraffin deposits at the Anastasievsko-Troitskoye deposit using constant magnetic field devices. The article analyzes the geological and geophysical characteristics of the field, current indicators of its development and substantiates the feasibility of using magnetic devices to combat paraffin deposits at the Anastasievsko-Troitskoye field. An economic assessment of the projected event was made, which demonstrates the economic efficiency of the selected project.

Keywords: fight against asphalt-resin-paraffin deposits at the Anastasievsko-Troitskoye field; classification of methods for controlling and eliminating deposits of asphaltenes, resins and paraffins; heat treatment of wells; mechanical methods of struggle; prevention of paraffin deposition using borehole devices of a constant magnetic field; nature of the formation of asphalt-resin-paraffin deposits; principle of operation of devices of a constant magnetic field; analysis of the effectiveness of the use of constant magnetic field devices; magnetic activator of CJSC «Field innovations».

А анализ разработки месторождения
Состояние фонда скважин

Всего по месторождению пробурено 1576 скважин. Из них 1561 добывающих, 9 нагнетательных и 6 газовых. Подавляющее число скважин 1443 пробурено целенаправленно на IV горизонт без вскрытия нижних продуктивных горизонтов. Для контроля за перемещением ГНК по IV горизонту пробурено 35 наблюдательных скважин без проработки.

Практически до начала 2000-х годов скважины работали фонтанным способом за счёт удельного веса пластовой нефти, при появлении воды до 40-60 % скважины прекращали фонтанировать. В таких случаях на скважинах проводился капитальный ремонт по переносу интервала перфорации выше – ближе к ГНК.

Только в связи с падением давления по залежи в 2000-х годах осуществлены масштабные работы по переводу скважин на механизированный способ добычи нефти – газлифт. Большинство газлифтных скважин представляют из себя классический принудительный газлифт с подачей газа в затрубное пространство, 12 % действующего фонда скважин (63 скважины) оборудованы спецмуфтами и работают за счёт собственного растворённого газа – так называемый бескомпрессорный газлифт.

Скважины нижележащих «прочих» горизонтов в основном эксплуатируются газлифтным бескомпрессорным способом – 36 скважин, 3 скважины оборудованы установками УЭЦН и 11 скважин фонтанируют.

Максимальные уровни добычи нефти по месторождению (до 4,2 млн тонн/год) достигнуты в конце 70-х годов прошлого столетия при обводнённости продукции 10–15 %. Характеристика фонда скважин приведена в таблицах 1–3.

Таблица 1 – Характеристика фонда добывающих скважин

Характеристика фонда скважин	Объекты разработки							
	IV	IV газовая шапка	IVa	V	VI	VIa	VII	Всего
Пробурено	1443	0	16	63	27	8	4	1561
Возвращено с других горизонтов	17	0	0	0	0	0	0	0
Всего	1460	0	16	63	27	8	4	1468
В том числе:								
Действующие	365	0	6	28	10	6	0	415
из них: фонтанные	84	0	2	7	0	2	0	95
ЭЦН	0	0	1	0	1	1	0	3
ШГН	0	0	0	0	0	0	0	0
газлифт:	281	0	3	21	9	3	0	317
бескомпрессорный	63	0	3	21	9	3	0	99
компрессорный	218	0	0	0	0	0	0	218
Бездействующие	125	0	1	1	3	0	0	130
В освоении после бурения	0	0	0	0	0	0	0	0
В консервации	0	0	0	1	0	0	0	1
Наблюдательные	393	0	7	13	8	2	4	427
Переведены под закачку	23	0	0	0	0	0	0	23
Переведены на другие горизонты	0	0	0	12	5	0	0	
В ожидании ликвидации	418	0	1	6	1	0	0	426
Ликвидированные	87	0	1	2	0	0	0	90

Таблица 2 – Характеристика фонда нагнетательных скважин

Характеристика фонда скважин	Объекты разработки							
	IV	IV газовая шапка	IVa	V	VI	VIa	VII	Всего
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Пробурено	0	0	0	5	4	0	0	9
Возвращено с других горизонтов	0	0	0	0	0	0	0	0
Переведены из добывающих	23	0	0	0	0	0	0	23

Окончание таблицы 2

Всего	23	0	0	5	4	0	0	32
в том числе:								0
под закачкой	19	0	0	0	0	0	0	19
бездействующие	1	0	0	5	4	0	0	10
в освоении	0	0	0	0	0	0	0	0
в консервации	3	0	0	0	0	0	0	3
в отработке на нефть	0	0	0	0	0	0	0	0
Переведены на другие горизонты	0	0	0	0	0	0	0	0
В ожидании ликвидации	0	0	0	0	0	0	0	0

Таблица 3 – Характеристика фонда газовых скважин

Характеристика фонда скважин	Объекты разработки							всего
	IV	IV газовая шапка	IVa	V	VI	VIa	VII	
Пробурено	0	6	0	0	0	0	0	6
Возвращено с других горизонтов	0	49	0	0	0	0	0	49
Всего	0	55	0	0	0	0	0	55
В том числе:								0
Действующие	0	49	0	0	0	0	0	49
Бездействующие	0	4	0	0	0	0	0	4
В освоении после бурения	0	0	0	0	0	0	0	0
В консервации			0	0	0	0	0	0
Наблюдательные	0	2	0	0	0	0	0	2
Переведены на другие горизонты	0	0	0	0	0	0	0	0
В ожидании ликвидации			0	0	0	0	0	0
Ликвидированные			0	0	0	0	0	0

Состояние разработки месторождения по горизонтам

Нефтегазоконденсатная залежь IV горизонта

С 2007 года возобновлена закачка воды в IV горизонт. В связи с падением пластового давления по залежи нагнетание осуществляется в водонасыщенную часть горизонта.

Добыча газа из газовой шапки залежи осуществляется 49 скважинами.

По мере разбуривания залежи добыча нефти нарастала и достигла максимума 4181 тыс. тонн в 1977 году, что составляло 4,3 % от утверждённых извлекаемых запасов. Обводнённость продукции к этому периоду достигла 11,4 %. Практически все скважины эксплуатировались фонтанным способом за исключением скважин, оборудованных для газлифтной эксплуатации для испытания данного метода подъёма жидкости.

В период 1967-1980 гг. газ отбирался из газовой шапки месторождения в объёмах 200-600 млн м³ в год (максимум 659 млн м³ в 1978 году). В этот же период для компенсации снижения пластового давления в газовой шапке и перемещения ГНК в газонасыщенную часть пласта над диапировым ядром осуществлялась закачка воды.

Даже отбор газа из газовой шапки залежи в объёмах до 600 млн м³ в год вызвал снижение пластового давления до 14,9 МПа и перемещение ГНК, что в конечном итоге привело к резкому падению годовых отборов нефти.

В 1979 году снижение добычи нефти составило 6 %, в 1980 году 19 % и наиболее резко падение уровней добычи нефти составило в 1981 году – 37 %. За три года отборы нефти сократились на 52 %.

Прекращение отбора газа из газовой шапки в 1981 году способствовало длительному (до 1996 года) периоду стабилизации пластового давления, медленному снижению

уровней добычи нефти с темпом падения 1–4 %, незначительному росту обводнённости продукции с 32 % в 1982 году до 35 % в 1996 году.

С 1996 года вновь начат отбор газа из газовой шапки, который с 2000 года приобрёл промышленные масштабы.

Отбор газа из газовой шапки привнёс достаточно большие осложнения в процесс выработки запасов нефтяной оторочки, наиболее значимыми из которых являются:

- снижение пластового давления и необходимость перевода всего фонда скважин на механизированный способ добычи нефти. Водонапорная область способна компенсировать отборы пластовых флюидов без снижения пластового давления в объемах до 6 млн м³ в пластовых условиях. Текущее пластовое давление по залежи в целом по состоянию на 01.01.2011 г., приведённое к начальной отметке ВНК, составляет 13,7 МПа;
- перемещение ГНК вызвало необходимость резкого увеличения количества капитальных ремонтов скважин по переносу интервалов перфорации, снизило эффективность КРС и, как следствие, резко ухудшило экономические показатели разработки нефтяной оторочки;
- необходимость в резком увеличении отборов жидкости из нефтяной оторочки для выравнивания баланса отборов из нефтяной оторочки и газонасыщенной части пласта.

Контроль за положением ВНК и ГНК осуществляется методами ИННК постоянно с 1969 года. Два раза в год осуществляется замеры в контрольных неперфорированных скважинах и транзитных скважинах на более глубокие горизонты.

В связи с ростом темпов перемещения нефтяной оторочки до 3–4 м в год перенос интервалов перфорации в скважинах осуществляется практически на границу «нефть-газ» и большинство скважин в начальный период работает с повышенными газовыми факторами и буферными давлениями, т.е. в газожидкостном режиме.

Таким образом, приемы регулирования разработки нефтяной оторочки при газожидкостной технологии разработки нефтегазоконденсатной залежи на завершающей стадии разработки приобрели в настоящее время для залежи нефти IV горизонта наиболее важное значение.

Нефтяная залежь IVa горизонта

Залежь нефти разрабатывалась самостоятельным объектом со средней плотностью сетки скважин 26,2 га/скв.

Максимальные уровни добычи нефти достигнуты в 1965 году 27 тыс. тонн при обводнённости продукции 5 %. Темп отбора начальных извлекаемых запасов составлял 3 %. В последующем разработка залежи характеризуется снижением уровней добычи нефти, вызванный переводом скважин на основной продуктивный объект месторождения.

Возврат скважин на объект разработки в 1987–1993 гг. позволил довести уровни добычи нефти только до 10 тыс. тонн в год (1 % от извлекаемых запасов нефти) при обводнённости продукции 50–60 %.

В разработке перебивало 39 скважины.

Залежь нефти характеризуется низкой выработанностью 43,5 %, обусловленной геологическими причинами и недостаточной плотностью сетки скважин. Именно из-за недостаточной плотности сетки скважин и низких уровней добычи нефти и жидкости пластовое давление по залежи находится практически на начальном уровне – 15,6 МПа.

Геологические особенности горизонта – выклинивание и замещение пачек.

Залежь нефти разрабатывалась без поддержания пластового давления и в настоящее время не обводнена. В эксплуатации находится 7 скважин со средним дебитом по нефти 2,1 тонн/сут.

За 2018 год добыто 16,2 тыс. тонн нефти при обводнённости продукции 19,4 %, что составляет 1,5 % от начальных извлекаемых запасов и 3,5 % от текущих.

Всего по объекту добыто 435 тыс. тонн нефти, текущий коэффициент нефтеизвлечения составляет 0,095. Наибольшей выработанностью характеризуется западный участок залежи – текущий КИН 0,16, по восточному участку залежи текущий коэффициент нефтеотдачи составляет 0,08.

Нефтяная залежь V горизонта

Залежь нефти V горизонта является наиболее крупной из всех «прочих» подсчётных объектов месторождения.

Залежь нефти первоначально разрабатывалась совместно с VI горизонтом и только в 80-х годах выделена в самостоятельный объект разработки со средней плотностью сетки скважин 15,4 га/скв.

Максимальные уровни добычи нефти достигнуты в 1961 году 484 тыс. тонн при обводнённости продукции 3,1 %. Темп отбора начальных извлекаемых запасов составлял 6,2 %. Залежи нефти практически сразу (с 1957 года) разрабатывалась с применением приконтурного и внутриконтурного заводнения с рядным расположением скважин.

Нагнетание воды способствовало вытеснению нефти и стабильному пластовому давлению по залежи, однако, уровни компенсации отборов пластовых флюидов 150–250 % следует признать чрезмерными.

Залежь нефти разрабатывалась с применением приконтурного и внутриконтурного заводнения с самого начала разработки, накопленная компенсация отборов закачкой составляет 143 %. Нагнетание воды прекращено в 1989 году. В эксплуатации находится 29 скважин со средним дебитом по нефти 3,6 тонн/сут. Компенсация отборов жидкости закачкой в объемах до 250 % в год в период 1970–1983 гг. вызвало даже рост пластового давления по сравнению с начальным (17,4 МПа) до 17,9 МПа. После прекращения закачки пластовое давление стало снижаться и по состоянию на 01.01.2019 г. составило в среднем по залежи 15,3 МПа.

За 2018 год добыто 35,8 тыс. тонн нефти при обводнённости продукции 76,7 %, что составляет 0,3 % от начальных извлекаемых запасов и 7,6 % от текущих.

Всего по объекту добыто 7589 тыс. тонн нефти, текущий коэффициент нефтеизвлечения составляет 0,362.

Текущий коэффициент нефтеотдачи участка залежи, ограниченного линией скважин №№ 840-69-396-397-48-807-830 и водонефтяным контактом составляет 0,408 при текущей обводнённости продукции 84 %, по другим блокам, разграниченным линией нагнетания, варьирует в пределах 0,24–0,36. Наименьшей выработанностью характеризуется западное крыло залежи.

Совокупность технологических показателей разработки объекта позволяют рекомендовать довыработку остаточных запасов нефти по залежи с восстановлением системы ППД с интенсификацией отборов по западному крылу залежи путём возврата добывающего фонда скважин с IV горизонта после отработки на нем и бурения новых скважин.

Нефтяная залежь VI горизонта

Залежь нефти первоначально разрабатывалась совместно с VI горизонтом и только в 80-х годах выделена в самостоятельный объект разработки со средней плотностью сетки скважин 13,6 га/скв.

Максимальные уровни добычи нефти достигнуты в 1958 году 251,5 тыс. тонн при обводнённости продукции 0,3 %. Темп отбора начальных извлекаемых запасов составлял 6,5 %. Залежи нефти практически сразу (с 1957 года) разрабатывалась с применением приконтурного и внутриконтурного заводнения с рядным расположением скважин.

Нагнетание воды способствовала вытеснению нефти и стабильному пластовому давлению по залежи, однако уровни компенсации отборов пластовых флюидов 120–220 % следует признать чрезмерными.

В последующем разработка залежи характеризуется снижением уровней добычи нефти, вызванный быстрым обводнением скважин закачиваемой водой.

Объединение залежей в единый эксплуатационный объект разработки в условиях отсутствия промысловых геофизических исследований по контролю за разработкой привело к субъективному распределению отборов жидкости и нагнетания по скважинам, что затрудняет определение выработанных участков и пропластков по залежам V и VI горизонтам.

Кроме того, по обеим залежам имелись неточности при выделении нефтенасыщенных толщин, что привело к завышению геологических и извлекаемых запасов нефти.

В разработке пребывало 132 скважин.

Важной особенностью разработки объекта является перевод скважин на IV горизонт при снижении производительности по целевому горизонту даже при обводнённости продукции 10–30 %, что обусловило наличие невыработанных участков залежи.

Залежь нефти характеризуется выработанностью 64,6 %, и обеспеченностью текущей добычи нефти остаточными извлекаемыми запасами 79 лет.

Залежь нефти VI горизонта является второй по величине запасов нефти из всех «прочих» подсчетных объектов месторождения.

Залежь нефти разрабатывалась с применением приконтурного и внутриконтурного заводнения с самого начала разработки, накопленная компенсация отборов закачкой составляет 133,2 %. Нагнетание воды прекращено в 1989 году. В эксплуатации находится 13 скважин со средним дебитом по нефти 2,4 тонн/сут.

За 2018 год добыто 7,4 тыс. тонн нефти при обводнённости продукции 66,3 %, что составляет 0,2 % от начальных извлекаемых запасов и 0,5 % от текущих.

Всего по объекту добыто 2524 тыс. тонн нефти, текущий коэффициент нефтеизвлечения составляет 0,186.

Текущий коэффициент нефтеотдачи участка залежи, ограниченного линией скважин №№ 524-331-895-890-885-1796-776-322 и водонефтяным контактом составляет 0,294 при обводнённости продукции переведённого на вышележащий объект разработки менее 30 %, по другим блокам, разграниченным линией нагнетания, варьирует в пределах 0,16–0,24. Наименьшей выработанностью характеризуется западное крыло залежи.

Указанные факторы позволяют констатировать наличие больших невыработанных участков залежи и возможность обеспечения коэффициента нефтеизвлечения на уровне 0,35–0,40.

Подтверждением такого убеждения являются результаты гидроразрывов пластов, выполненных по 5 скважинам горизонта в 2007 году и 7 скважинам в 2010 году. Следует отметить, что скважины, выбранные под ГРП, находятся далеко не в лучших геологических условиях.

Поддержание пластового давления по залежи обеспечило постоянство пластового давления в динамике на уровне первоначального 17,4 МПа, которое держалось до 1990 года. Текущее пластовое давление по данным исследований 11 скважин показывает существование депрессионной воронки, вызванной интенсификацией отборов после ГРП, и составляет в среднем 14,1 МПа в зоне отбора. Указанное снижение пластового давления позволяет рекомендовать организацию очагового ППД непосредственно на анализируемом объекте.

Совокупность технологических показателей разработки объекта позволяют рекомендовать довыработку остаточных запасов нефти по залежи с возобновления системы ППД с интенсификацией отборов по всей площади залежи путем бурения добывающего фонда скважин с обязательным проведением ГРП во всех скважинах.

Нефтяная залежь VIa горизонта

В пределах горизонта находятся две самостоятельные изолированные залежи на Анастасиевском и на Троицком участках месторождения.

Залежи нефти разрабатывались самостоятельно со средней плотностью сетки скважин 32,8 га/скв.

Максимальные уровни добычи нефти достигнуты в 1961 году – 62 тыс. тонн при обводнённости продукции 0,5 %. Темп отбора начальных извлекаемых запасов составлял 2,2 %. В последующем разработка залежи характеризуется снижением уровней добычи нефти, вызванный обводнением скважин пропластковой водой.

Снижение пластового давления по залежи в начальный период дренирования до 15,6 МПа к началу 70-х годов обусловлена отборами жидкости в объёмах до 60 тыс. тонн в период 1960–1965 гг. В последующем пластовое давление стабилизировалось на этом уровне, что связано с сокращением отборов жидкости до 10–20 тыс. тонн в год. Следует отметить, что увеличение отборов жидкости в 2008–2010 гг. до 50-70 тыс. тонн в год не повлекло за собой снижение пластового давления, поскольку отборы сосредоточены на Анастасиевском участке залежи с активной водонапорной областью.

В разработке перебивало 33 скважины.

Залежь нефти характеризуется различной выработанностью – Троицкая залежь выработана полностью, Анастасиевская залежь выработана на 78,4 %, и обеспеченность текущей добычи нефти остаточными извлекаемыми запасами составляет 9 лет.

Нефтяная залежь VII горизонта

Залежь нефти разрабатывалась тремя скважинами №№ 8, 631 и 633 со средней плотностью сетки скважин 13 га/скв.

Максимальные уровни добычи нефти достигнуты в 1960 году – 5 тыс. тонн при обводнённости продукции 13,8 %. Темп отбора начальных извлекаемых запасов составлял 13,9 %.

В последующем разработка залежи характеризуется снижением уровней добычи нефти, вызванных обводнением скважин пропластковой водой.

В разработке перебивало 3 скважины.

Залежь нефти характеризуется высокой выработанностью 83,4 % и законсервирована.

Фонтанный способ эксплуатации скважин позволил обеспечить высокий коэффициент эксплуатации (0,98) и высокий коэффициент использования скважин (0,99) на протяжении всего 50-летнего периода разработки месторождения.

Единственными недостатками эксплуатации скважин, пробуренных на «прочие» горизонты, являются перевод скважин на вышележащий объект разработки – IV горизонт без отработки на целевом объекте до 95 % обводнённости и совмещение в один объект разработки залежей нефти V и VI горизонтов.

VII горизонт представлен небольшой залежью нефти на Анастасиевской площади.

Залежь нефти разрабатывались без применения поддержания пластового давления и в настоящее время не эксплуатируется.

Всего по объекту добыто 30 тыс. тонн нефти, текущий коэффициент нефтеизвлечения составляет 0,246.

Текущий коэффициент нефтеотдачи залежи близок к утверждённому – остаточные извлекаемые запасы составляют 6 тыс. тонн.

Для выработки остаточных извлекаемых запасов предлагается использовать одну из добывающих скважин № 633 или № 631 после их отработки на вышележащих горизонтах или даже обе.

Борьба с асфальтосмолопарафиновыми отложениями на Анастасиевско-Троицком месторождении

Классификация методов борьбы и ликвидации асфальто-смоло-парафиновых отложений

Борьба с АСПО включает в себя методы предупреждения и ликвидации.

Методы предупреждения:

- применение гладких покрытий;
- химические (ингибиторы (смачивающие, модификаторы, депрессаторы, диспергаторы));
- электрические или электромагнитные (наложение поля на продукцию и уменьшение прочности АСПО);
- вибрационные (создание ультразвуковых колебаний в области отложений АСПО).
- механические (использование пластинчатых, спиральных, летающих скребков, скребков-центраторов, покрытий).

Методы ликвидации:

- термические (закачка горячей воды, нефти, пара, электропрогрев установками ППУ, АДПУ, СУЭПС);
- механические (скребки, скребки-центраторы);
- химические (растворители).

Термическая обработка скважин

Тепловые методы заключаются в прогреве ствола скважины и призабойной зоны пласта с целью расплавления и удаления АСПО. Прогрев может быть осуществлен несколькими способами: путем нагнетания в скважину и пласт теплоносителей (горячей

нефти или воды, перегретого водяного пара и т.п.); с помощью электронагревателей; за счёт экзотермической реакции агентов, введённых в скважину.

Тепловая обработка или термообработка скважины и ПЗП на протяжении многих лет и до настоящего времени является наиболее распространённым способом борьбы с отложениями парафина. С этой целью в затрубное пространство агрегатом подается нагретый теплоноситель, который нагревает НКТ, а восходящий по НКТ поток газожидкостной смеси растворяет и выносит отложения. Основными особенностями метода являются тепловое взаимодействие нисходящего и восходящего потоков, а также большие тепловые потери на нагрев труб и горных пород, окружающих скважину.

В результате при тепловой обработке прогревается лишь верхняя часть скважины, ликвидация АСПО на больших глубинах идет медленно. Более эффективной является технология, по которой НКТ поднимают на поверхность, помещают в кассеты по 10–20 труб в каждую и обрабатывают перегретым паром. Размягчённый и расплавленные отложения удаляют с помощью поршней, которые вставляют в трубы.

На месторождении применяется циклическая паротепловая обработка при глубине скважины до 1500 м. Для прогрева пласта вокруг скважины радиусом 30 м требуется закачать до 1000–3000 м³ насыщенного водяного пара. Эту операцию производят с помощью передвижных паровых установок типа ППУА-1200/100 (рис. 1), смонтированных на шасси автомобилей высокой проходимости КамАЗ и используемых для депарафинизации НКТ в скважинах и выкидных линиях.



Рисунок 1 – ППУА-1200/100 на шасси автомобиля КамАЗ

При закачке нагретого теплоносителя в пласт происходит его постепенное остывание, поэтому в этом случае предпочтительней применение углеводородных жидкостей по сравнению с водой, несмотря на их меньшую теплоемкость, так как они совмещают функции теплоносителя и растворителя и не вызывают отрицательных побочных явлений (набухание глин, разрушение скелета пород, снижение нефтепроницаемости). Для этого используются АДПМ 12/150-2 (рис. 2).

При проведении тепловой обработки с использованием АДПМ контролируют давление в нагнетательной линии и температуру закачиваемой нефти.

Технологическая схема тепловой обработки скважин с использованием ППУ представляет собой закачку пара в затрубное пространство скважины. При проведении тепловой обработки с использованием ППУ контролируют давление в нагнетательной линии и температуру закачиваемого пара. Технологическая схема тепловой обработки скважины представляет собой закачку нефти (пара), нагретую АДПМ, ППУ. При закачке контролируют давление в нагнетательной линии и температуру закачиваемой нефти (пара). При проведении промывки на добывающих скважинах, оборудованных УЭЦН, температура нефти (пара) не должна превышать 70 °С (для исключения возможности

оплавления кабеля). Обязка оборудования при проведении тепловой обработки должна обеспечивать герметичность процесса.



Рисунок 2 – АДПМ 12/150-2 на шасси автомобиля КамАЗ

Технология промывки горячей нефтью фонтанных скважин не отличается от таковой для скважин, эксплуатируемых ШГН. Разновидностью является использование для последних промывки одновременно с работой штанговых насосов. Это повышает эффективность отмыва отложений за счёт интенсификации воздействия прокачиваемой жидкости на элементы оборудования и лучшего выноса АСПО из скважины.

Механические методы борьбы

Механические методы предполагают удаление уже образовавшихся отложений на НКТ. Для этой цели разработана целая гамма скребков различной конструкции.

В фонтанных скважинах используются раздвижные и так называемые «летающие» скребки.

Первые скребки, применявшиеся для удаления парафиновых отложений со стенок подъемных труб, имели постоянное сечение. Эти скребки приходилось спускать очень часто, так как даже при незначительном запарафинивании труб, они застревали в парафине и не проходили вниз.

Серьёзным усовершенствованием механического способа очистки явилось использование раздвижного скребка, состоящего из двух фигурных ножей, укрепленных на плоских металлических пластинах, к одной из которых подвешивается груз-утяжелитель.

Принцип работы раздвижного скребка основан на использовании энергии фонтанной струи. Скребок оснащен ножами-крыльями, которые складываются при движении вниз и раскрываются при движении вверх. Этим и обеспечивается подъёмная сила скребка. Переключение скребка на спуск и подъем производится верхним и нижним переключателями, установленными соответственно в устьевой арматуре и колонне НКТ. Частое заклинивание «летающих» скребков привело к ограничению их использования.

Механический способ удаления АСПО с поверхности НКТ и глубинно-насосного оборудования включает в себя применение различных скребков (рис. 3), укрепляемых на колонне насосных штанг, а также применение шагающего скребка, движущегося автоматически по колонне насосных штанг.

Скребки изготавливаются из стали, как правило, имеют форму пластин. Вращение колонны штанг со скребками осуществляется штанговращателем, представляющим собой диск с выполненными на его поверхности зубьями. Диск крепится на полированном штоке и получает крутящий момент от двигателя, рычаг которого взаимодействует с упором, установленным на устье скважины. При ходе штанг, а, следовательно, и пластин, снизу вверх поворота не происходит, поэтому скребки срезают АСПО лишь по узкой линии, соответствующей толщине скребка. При движении колонны штанг вниз, которое сопровождается их вращением, скребки срезают парафиновые отложения с поверхности трубы по винтовой линии.

За один ход полированного штока штанговращатель поворачивает колонну на определённый угол, значение которого пропорционально количеству зубьев.



Рисунок 3 – Скребок скважинный

В последние годы вместо металлических пластинчатых скребков на штангах методом напрессовки укрепляются пластиковые конические скребки.

К недостаткам метода относятся затруднения, возникающие при спуске штанг со скребками, случаи аварий при заклинивании колонны штанг в результате отрыва скребков от штанг, неудовлетворительная очистка труб от АСПО вследствие сдвига скребков по штанге.

По указанным причинам приходится через определенный период времени поднимать трубы и штанги на поверхность для их очистки и замены скребков.

Таким образом, можно сделать вывод о том, что наилучшим исходом является предупреждение образования АСПО, а не ликвидация образовавшихся на стенках оборудования отложений. Для эффективного предупреждения необходимо найти рациональный и экономически выгодный метод, которым может послужить применение скважинных магнитных устройств.

Предупреждение парафиноотложения с применением скважинных устройств постоянного магнитного поля

Природа образования асфальтосмолопарафиновых отложений

Прежде чем парафин выделяется на поверхности оборудования скважины, его кристаллические структуры преобразуются в сплошную решётку словно лента. В таком состоянии его адгезионные свойства усиливаются, способность «прилипания» интенсифицируется. Если в нефти содержится достаточное количество асфальтенов, то они проявляют депрессорные свойства. Зародышевые центры могут быть образованы из самих асфальтенов. Парафиновые молекулы участвуют в сокристаллизации с алкильными цепочками асфальтенов, образуя точечную структуру, т.е. образование сплошной решётки не происходит.

Результатом данного процесса является то, что парафин перераспределяется между большим количеством малых центров и выделение ослабляется. Смолы, в силу своего строения, напротив, способствуют созданию условий для формирования ленточных агрегатов парафиновых кристаллов и их прилипанию к поверхности и своим присутствием препятствуют воздействию асфальтенов на парафин, нейтрализуя их. Как и асфальтены, смолы влияют на величину температуры насыщения парафином нефти, однако характер этого влияния противоположный: с ростом их массового содержания в

нефти температура насыщения возрастает (если, например, присутствие смол увеличить с 12 до 32 %, то температура насыщения повысится от 22 °С до 43 °С). Температура насыщения нефти парафином находится в прямой зависимости от массовой концентрации смол и в обратной от концентрации асфальтенов. Следовательно, процесс парафинообразования зависит от соотношения асфальтовых (А) и смолистых (С) соединений в составе нефти.

С увеличением параметра А/С температура насыщения будет снижаться – ассоциаты асфальтенов в нефти менее стабилизированы из-за недостатка стабилизирующих компонентов (смол), что и приводит к уменьшению температуры насыщения, процесс кристаллизации парафинов таких нефтей подавляется ассоциатами, и отложение парафина не происходит; при небольших значениях А/С наоборот, температура насыщения возрастает – асфальтены не оказывают воздействия на парафинообразование, парафин свободно выделяется из нефти.

Под механизмом «парафинизации» понимается совокупность процессов, приводящих к накоплению твёрдой органической фазы на поверхности оборудования. При этом образование отложений может происходить либо за счёт сцепления с поверхностью уже готовых, образовавшихся в потоке частиц твёрдой фазы, либо за счёт возникновения и роста кристаллов непосредственно на поверхности оборудования. Вероятность закрепления частиц парафина на поверхности оборудования в условиях действующей скважины практически ничтожна, парафиновая частица может закрепиться на стенке оборудования, но при условии, что первоначально она застрянет на ней чисто механически.

Принцип действия устройств постоянного магнитного поля

Асфальто-смоло-парафиновые отложения, осаждающиеся на металлических поверхностях промыслового оборудования, препятствуют добыче нефти и осложняют эксплуатацию нефтепромыслового оборудования. Основными компонентами АСПО являются парафино-нафтеносодержащие и реже парафино-нафтеносодержащие углеводороды, конденсированные в асфальтеновых кластерах, образующие в присутствии смол асфальтеновые коллоиды. Асфальтеновые ассоциаты существенно влияют на парафинизацию скважин, так как с одной стороны не позволяют парафино-нафтенам кристаллизоваться и выпадать из потока, а с другой стороны сами являются инициаторами парафинизации, образуя крупные ассоциаты, которые затем коагулируют и выпадают на поверхности труб. АСПО, осаждающиеся на внутренней поверхности магистральных трубопроводов, часто имеют отличный компонентный состав и кристаллическую структуру. Это связано с тем, что при температурах ниже 20 °С начинается дезактивация САВ как поверхностно-активных веществ и все парафино-нафтеносодержащие углеводороды, которые при более высоких температурах были связаны смолисто-асфальтеновой оболочкой и имели собственные температуры кристаллизации выше 20 °С, начинают выпадать, вызывая тем самым обвальную парафинизацию трубопроводов.

Парафиновые отложения в нефтепромысловом оборудовании формируются в основном вследствие выпадения (кристаллизации) высокомолекулярных углеводородов при снижении температуры потока нефти. Состав парафиновых отложений зависит от состава нефти и термодинамических условий, при которых формируются отложения. В зависимости от условий кристаллизации состав парафиновых отложений даже в одной скважине весьма разнообразен. Различаются они по содержанию асфальтенов, смол и твёрдых углеводородов. Нередко парафиновые отложения содержат воду и механические примеси.

Работа магнитных устройств приводит к изменению физико-химических свойств перекачиваемой через магнитное устройство смеси (МУС), вследствие чего количество АСПО и солей на стенках НКТ, нефтепроводах, наземном и другом оборудовании значительно снижается. Сущность метода заключается в том, что водонефтяная эмульсия или вода пускается через рабочий зазор магнитного контура, где приобретает новые физические свойства, не изменяя своего химического состава. Присутствующие в нефтескважинных жидкостях неорганические соли и асфальто-смоло-парафины, обработанные магнитным полем, теряют способность создавать твёрдые отложения (рис. 4)

на внутренних поверхностях оборудования, происходит разрушение центров их кристаллизации, они не выпадают в осадок в процессе движения, а выносятся потоком наверх на устье, где отделяются от нефти при дальнейшей технологической подготовке.

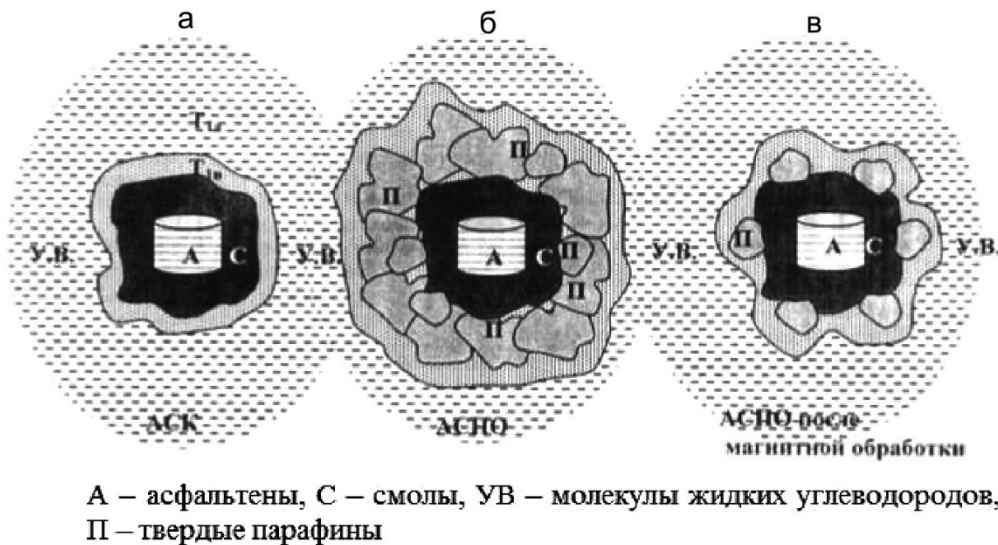


Рисунок 4 – Схема формирования АСПО и влияние на них магнитной обработки

В целом метод обработки водонефтяной эмульсии и воды магнитными полями имеет следующие достоинства:

1. При обработке нефти магнитными полями снижается интенсивность образования асфальто-смоло-парафиновых отложений до 90 % и солеотложений до 45 %. Вероятность образования гидратных пробок снижается в 3–5 раз.

2. Омагниченная вода имеет пониженную коррозионную активность. Наблюдается уменьшение скорости коррозии для стали до 50 % при первичной обработке водных систем. При непрерывном воздействии магнитного поля в замкнутых системах циркуляции антикоррозионный эффект достигает 95 %.

3. Омагниченная вода снижает набухаемость глин в призабойной зоне пласта и при закачке её в пласт, в связи с изменением физических свойств, увеличивается приемистость нагнетательных скважин.

Под воздействием магнитного поля в движущейся жидкости происходит разрушение агрегатов, состоящих из субмикронных ферромагнитных микрочастиц соединений железа, находящихся при концентрации 10–100 г/т в нефти и попутной воде. В каждом агрегате содержится от нескольких сотен до нескольких тысяч микрочастиц, поэтому разрушение агрегатов приводит к резкому (в 100–1000 раз) увеличению концентрации центров кристаллизации парафинов и солей и формированию на поверхности ферромагнитных частиц пузырьков газа микронных размеров. В результате разрушения агрегатов кристаллы парафина выпадают в виде тонкодисперсной, объёмной, устойчивой взвеси, а скорость роста отложений уменьшается пропорционально уменьшению средних размеров выпавших совместно со смолами и асфальтенами в твердую фазу кристаллов парафина. Образование микропузырьков газа в центрах кристаллизации после магнитной обработки обеспечивает, по мнению некоторых исследователей, газлифтный эффект, ведущий к некоторому росту дебита скважин.

Анализ эффективности применения устройств постоянного магнитного поля

Проведены лабораторные испытания по определению эффективности магнитной обработки жидкости при изменяющихся скоростях потока жидкости устройства, разработанного ОАО «ПермНИПИнефть». Магнитной обработке была подвергнута проба поверхностной нефти из скважины Туркинского месторождения с плотностью $\rho = 0,851$ г/см³ и вязкостью $\mu = 9,69$ мПа·с.

Расчёт эффективности магнитной обработки нефти производили по формуле:

$$\mathcal{E}_m = \frac{P_1 - P_2}{P_1} \cdot 100 \%,$$

где \mathcal{E}_m – эффективность магнитной обработки нефти, %; P_1 – масса осаждённых отложений из неомагнитной пробы, г; P_2 – масса осаждённых отложений из омагнитной пробы, г.

По результатам этих испытаний можно сделать следующие выводы:

1. Устройство с непрерывной магнитной системой значительно эффективнее ($\mathcal{E}_m = 44,29 \%$), чем устройство с прерывистой магнитной системой ($\mathcal{E}_m = 4,79 \%$).

2. Эффективность магнитной обработки повышается с увеличением длины магнитной системы. При длине модуля $L = 165$ мм, $\mathcal{E}_m = 36,10 \%$, при длине модуля $L = 430$ мм, $\mathcal{E}_m = 39,69 \%$ и при длине модуля $L = 560$ мм, $\mathcal{E}_m = 44,29 \%$.

3. Стабильная эффективность магнитной обработки нефти достигается в широком диапазоне скоростей течения жидкости. Величина среднеквадратичного отклонения эффективности магнитной обработки жидкости в устройстве составила $\pm 1,79 \%$ (при длине модуля $L = 560$ мм).

В НГДУ «Иркеннефть» ОАО «Татнефть» проводились испытания опытного образца устройства для магнитной обработки УМО. Опытный образец состоит из магнитных элементов диаметром 130 мм и магнитных элементов диаметром 70 мм, установленных поочередно на штоке из нержавеющей стали и отделённых друг от друга алюминиевыми втулками шириной 40 мм. Магнитные элементы, представляют собой пару 132 цилиндрических магнитов шириной 15 мм, направленных одноимёнными полюсами друг к другу и разделённых алюминиевыми дисками-втулками шириной 15 мм. Устройство УМО с помощью центраторов было установлено в приёмном коллекторе (внутренний диаметр коллектора 159 мм). Контрольные замеры показали, что в результате установки УМО приёмистость 5 малобебитных нагнетательных скважин увеличилась на 35–50 %. Давление на устье нагнетательных скважин уменьшилось в среднем на 15 %.

В 2007 году на условиях опытно-промышленных испытаний были приобретены и спущены в скважины ООО «РН-Краснодарнефтегаз» 10 устройств магнитных трубных (УМС-ОМ-73, УМС-ОМ-60) производства ЗАО НПК «Новация».

Испытания показали высокую эффективность испытуемых устройств, экономичность, экологическую чистоту и продолжительность работы без затрат в процессе эксплуатации. Межочистной период в испытуемых скважинах возрос в несколько раз, сократились отложения асфальтенов, смол, парафинов, солей и гидратов на стенках насосно-компрессорных труб и насосном оборудовании на 60–80 %, снизилась скорость коррозии до 50 %, увеличилась приёмистость нагнетательных скважин до 30 %. Было установлено, что магнитная система должна обеспечивать в зоне обработки нефти напряжённость магнитного поля от +1200 до –1200 Эрстед.

В результате анализа результатов применения магнитной обработки можно сделать вывод о том, что метод является достаточно эффективным для того, чтобы использоваться в качестве замены традиционных способов борьбы и ликвидации асфальто-смоло-парафиновых отложений на Анастасиевско-Троицком месторождении.

Магнитный активатор ЗАО «Геопромысловые новации»

ЗАО «Геопромысловые новации» – это отечественная компания, занимающаяся разработкой и производством магнитных устройств (магнитных активаторов). Магнитные активаторы компании хорошо зарекомендовали себя в работе, поэтому являются отличным кандидатом для использования на Анастасиевско-Троицком месторождении в качестве современного метода борьбы с отложениями.

Скважинный аппарат по конструкции прост и является отрезком НКТ со стандартной резьбой. На этом отрезке с внешней поверхности расположена магнитная система, которая защищена герметичным кожухом, служащим одновременно магнитопроводом. Рабочий канал аппарата изготовлен из ферромагнитного материала, который является экраном для магнитного поля. Конструктивные особенности предложенных магнитных аппаратов позволяют устанавливать их в скважинах с любыми способами эксплуатации без ограничений по глубине и дебиту.

В основе используются магнитные камеры МК-200П-40, МК-150П-40, МК-100 П-40, МК-100С-40 и активаторы магнитные АМС-73, АМС-60 различных модификаций. Корпус магнитного активатора выполнен из насосно-компрессорной трубы длиной 630 мм с резьбами на концах, со встроенной в него магнитной системой из кольцевых постоянных магнитов на основе редкоземельных металлов с высокими значениями напряжённости. По эффективности работы и техническим характеристикам активаторы во многом представляют собой аналоги активаторов американских фирм, однако по цене дешевле более чем в 4 раза. Пример магнитного активатора АМС-73М показан на рисунке 5.

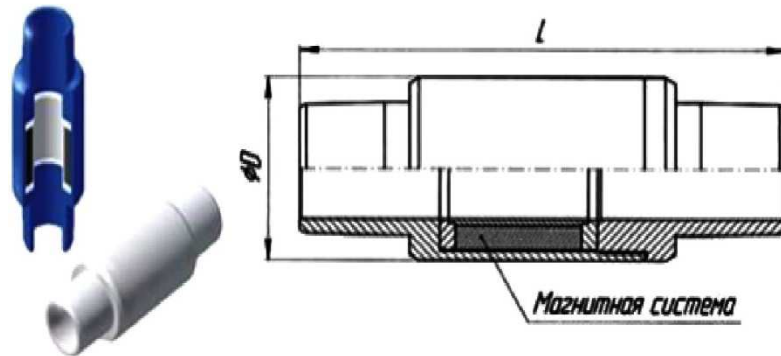


Рисунок 5 – Магнитный активатор АМС-73М

Установки магнитного активатора АМС при эксплуатации скважины насосом типа ЭЦН рекомендуется устанавливать через 1–2 НКТ от насоса, ещё через 1 НКТ – обратный клапан, ещё через 1 НКТ – сливной клапан, схема установки показана на рисунке 6.

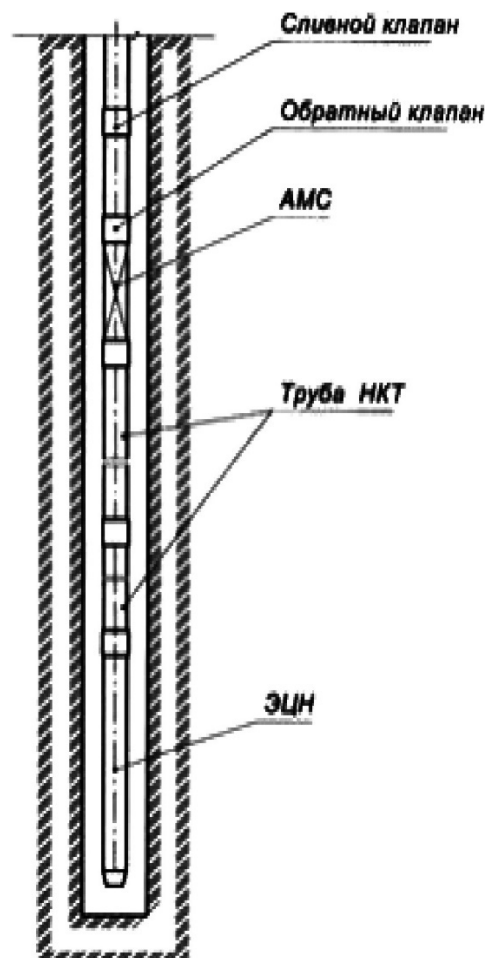


Рисунок 6 – Схема установки магнитного активатора в компоновке электроцентробежного насоса

Безреагентный метод воздействия магнитного поля на добываемую жидкость в настоящее время находит широкое применение на нефтепромыслах. В связи с этим магнитные камеры используются не только на подземном оборудовании скважин, но и на устьевой арматуре и во входе в АГЗУ с целью предупреждения солеотложений.

Магнитные устройства (рисунок 5) ЗАО «Геопромышленные новации» были опробованы в различных нефтегазодобывающих предприятиях. Магнитный активатор показал высокую эффективность при испытаниях (при расчётном межочистном периоде скважины в 45 суток НКТ с активатором эксплуатируется без очистки свыше 5 месяцев; при подъёме НКТ через 47 суток от начала испытаний отложений парафинов не имелось). Промышленные испытания магнитных активаторов АМС в ряде месторождений показали повышение среднего дебита жидкости в скважинах на 10–20 %, увеличение межремонтного периода в 3–8 раз.

Активатор магнитный скважинный (АМС) простой при эксплуатации, не нарушает технологический процесс, не оказывает отрицательного действия на обслуживающий персонал и окружающую среду. При повторном спуске АМС в скважину, достаточно очистить ее проходное сечение от ферромагнитных частиц (окалина, продукты коррозии, стружка и т.п.). Магнитные устройства при внедрении не нарушают технологический процесс, не ухудшают выход скважин на режим, позволяют сократить количество ремонтов и увеличить МРП, что существенно снижает себестоимость добычи нефти. Использование магнитных устройств не оказывает отрицательного влияния на обслуживающий персонал и окружающую среду.

Заключение

Использование магнитной обработки пластовых флюидов в условиях Анастасиевско-Троицкого месторождения, является оптимальной, современной и эффективной заменой традиционным способам борьбы с парафиноотложениями.

Технологическими достоинствами являются:

- экологичность;
- надёжность;
- увеличение межремонтного периода скважин;
- снижение скорости коррозии;
- уменьшение отложения парафинов, асфальтенов и смол.

В свою очередь, анализ экономических показателей показал экономический эффект внедрения магнитных устройств – эффект положительный: за счёт увеличения межремонтного периода скважин снижаются эксплуатационные затраты, что приводит к увеличению чистой прибыли.

Изученные по данной теме материалы позволяют судить о том, что на данный момент технология магнитной обработки достаточно освоена, а отечественные компании предлагают магнитные устройства различных параметров, что позволяет подобрать необходимый аппарат для условий конкретного месторождения.

Литература

1. Булатов А.И., Кусов Г.В., Савенок О.В. Асфальто-смоло-парафиновые отложения и гидратообразования: предупреждение и удаление в 2 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2011. – Т. 1–2.
2. Булатов А.И. [и др.]. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : ООО «Просвещение – Юг», 2011. – 603 с.
3. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин» в 4 томах: учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013–2014. – Т. 1–4.
4. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин в 4 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1–4.
5. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.
6. Булатов А.И., Качмар Ю.Д., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Освоєння нафтових і газових свердловин. Наука і практика : монографія. – Львів : Сполом, 2018. – 476 с.

7. Савенок О.В. Оптимизация функционирования эксплуатационной техники для повышения эффективности нефтепромысловых систем с осложнёнными условиями добычи. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013. – 336 с.
8. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
9. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2019. – 275 с.
10. Тронов В.П. Механизм образования смоло-парафиновых отложений и борьба с ними. – М. : Недра, 1970. – 192 с.
11. Александров А.Н., Рогачёв М.К. Повышение эффективности эксплуатации скважин электроцентробежными насосами в условиях образования асфальтосмолопарафиновых отложений // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года) в 5 томах : сборник статей; под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – С. 14–19.
12. Баландин Л.Н., Елашева О.М., Дубовицкая Ю.А. Исследование и подбор растворителей АСПО // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года) в 5 томах : сборник статей; под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – С. 23–26.
13. Березовский Д.А. [и др.]. Разработка физико-химических моделей и методов прогнозирования состояния пород-коллекторов // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 9. – С. 84–86.
14. Березовский Д.А., Самойлов А.С., Башардуст Мохаммад Дауд. Анализ работы скважин, осложнённых формированием асфальто-смоло-парафиновых отложений на примере Матросовского месторождения, и разработка рекомендаций по применению методов борьбы с АСПО // Научный журнал Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – № 3. – С. 124–141.
15. Березовский Д.А., Кусов Г.В., Савенок О.В. Мероприятия по борьбе с АСПО в добывающих скважинах, оборудованных ШСНУ, на Степановском месторождении // Научный журнал Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – № 2. – С. 53–73.
16. Борзов М.И. Выбор способа эксплуатации нефти IV горизонта Анастасиевско-Троицкого месторождения // Научный журнал Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2019. – № 1. – С. 58–79.
17. Газизов В.З., Валяева А.О., Хаярова Д.Р. Анализ свойств АСПО и эффективность применения растворителей «МИА-Пром» и «ИНТАТ-1» для их удаления // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года) в 5 томах : сборник статей; под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – С. 65–67.
18. Кусов Г.В., Савенок О.В. Методы борьбы с АСПО на месторождениях ООО «РН – Краснодарнефтегаз» на примере Успенского и Горячеключевского участков : Строительство и ремонт скважин – 2010 / Сборник докладов Международной научно-практической конференции (27 сентября – 02 октября 2010 года, Геленджик, Краснодарский край) / ООО «Научно-производственная фирма «Нитпо». – Краснодар : ООО «Научно-производственная фирма «Нитпо», 2010. – С. 147–150.
19. Лешкович Н.М. Предупреждение парафиноотложений на Анастасиевско-Троицком месторождении с применением скважинных устройств постоянного магнитного поля // Рассохинские чтения: Материалы Международной научно-практической конференции (6–7 февраля 2020 года); Секция 2: Разработка и эксплуатация месторождений нефти и газа. – Ухта : ФГБОУ ВО «Ухтинский государственный технический университет», 2020.
20. Мажник В.И., Лешкович Н.М. Совершенствование технологий борьбы с АСПО на Ванкорском месторождении // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 года) в 7 томах : сборник статей; под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – Т. 2 в 2 ч.: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Ч. 1. – С. 227–232.
21. Савенок О.В., Кусов Г.В. Анализ эффективности применения методов борьбы с АСПО на фонде скважин ООО «РН – Краснодарнефтегаз» : Современные технологии капитального ремонта скважин и повышения нефтеотдачи и пластов. Перспективы развития / Сборник докладов 5-й Международной научно-практической конференции. Геленджик, Краснодарский край, 2010; ООО «Научно-производственная фирма «Нитпо». – Краснодар : ООО «Научно-производственная фирма «Нитпо», 2010. – С. 279–282.

22. Савенок О.В., Пономарёв Д.М. Анализ существующих методов борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями (АСПО) при добыче нефти // Научно-технический журнал «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море». – М. : ВНИИОЭНГ, 2011. – № 9. – С. 32–37.
23. Тронов В.П., Гуськова И.А. Механизм формирования АСПО на поздней стадии разработки месторождений // Нефтяное хозяйство. – 1999. – № 4. – С. 24–25.
24. Булатов А.И., Кусов Г.В., Савенок О.В. Асфальто-смоло-парафиновые отложения и гидратообразования: предупреждение и удаление. – Свидетельство о государственной регистрации базы данных № 2013620192. Заявка № 2012621424. Дата поступления 13 декабря 2012 г. Зарегистрировано в Реестре баз данных 9 января 2013 г.

References

1. Bulatov A.I., Kusov G.V., Savenok O.V. Asphalt-resin-paraffin deposits and hydra formation: prevention and removal in 2 volumes: a training manual. – Krasnodar : South Publishing House, 2011. – Vol. 1–2.
2. Bulatov A.I. [et al.]. Ecology in the construction of oil and gas wells : a textbook for university students. – Krasnodar : ООО Prosveshchenie – Yug, 2011. – 603 p.
3. Bulatov A.I., Savenok O.V. Workshop on the discipline «Finishing oil and gas wells» in 4 volumes : a training manual. – Krasnodar : South Publishing House, 2013-2014. – Vol. 1–4.
4. Bulatov A.I., Savenok O.V. Oil and gas wells overhaul in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing House – South, 2012–2015. – Vol. 1–4.
5. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremiychuk R.S. Scientific bases and practice of oil and gas wells development. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 576 p.
6. Bulatov A.I., Kachmar Yu.D., Savenok O.V., Yaremiichuk R.S. Development of oil and gas wells. Science and Practice : Monograph. – Lvov : Spolom, 2018. – 476 p.
7. Savenok O.V. Optimization of operation technique operation to increase efficiency of oilfield systems with complicated conditions of production. – Krasnodar : South Publishing House, 2013. – 336 p.
8. Savenok O.V., Kachmar Yu.D., Yaremiichuk R.S. Oil and gas engineering in development of squagin. – М. : Infra-Engineering, 2019. – 548 p.
9. Savenok O.V., Ladenko A.A. Development of the oil and gas fields. – Krasnodar : Ezd. FSBOU VO «KubGTU», 2019. – 275 p.
10. Tronov, V.P. Mechanism of tar-paraffin deposits formation and struggle against them. – М. : Nedra, 1970. – 192 p.
11. Alexandrov A.N., M.K. Rogachev. Increase of efficiency of operation of wells by electric submersible pumps in conditions of formation of asphalt-resin-paraffin deposits // Bulatovskie readings: materials of the I International scientific-practical conference (March 31, 2017) in 5 volumes : a collection of articles; under general editorship of Doctor of Technical Sciences, Prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : South Publishing House, 2017. – Vol. 2: Development of oil and gas fields. – P. 14–19.
12. Balandin L.N., Elashveva O.M., Dubovitskaya Yu.A. Research and selection of ARPD solvents // Bulatovskie readings: Proceedings of the First International Scientific Conference (March 31, 2017) in 5 volumes : a collection of articles; under general editorship of Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar : South Publishing House, 2017. – Vol. 2: Development of oil and gas fields. – P. 23–26.
13. Berezovsky D.A. [et al.]. Development of the physico-chemical models and methods of the collector rocks state prediction // Petroleum economy. – 2014. – № 9. – P. 84–86.
14. Berezovsky D.A., Samoilov A.S., Bashardust Mohammad Daud. The analysis of work of wells complicated by formation of asphalt-resin-paraffin deposits on the example of Matrosovskoye field and development of recommendations on application of methods of struggle against ARPD // Scientific journal Nauka. Technique. Technologies (Polytechnic Bulletin). – Krasnodar : Publishing House – South, 2017. – № 3. – P. 124–141.
15. Berezovskiy D.A., Kusov G.V., Savenok O.V. Measures on struggle against ARPD in the producing wells equipped with SNU at Stepanovskoye field // Scientific journal Nauka. Technique. Tekhnologii (Polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing House – South, 2018. – № 2. – P. 53–73.
16. Borzov M.I. Selection of the oil exploitation method of the IV horizon of Anastasievsko-Troitskoe field // Nauka. Technique. Tekhnologii (Polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing House – South, 2019. – № 1. – P. 58–79.
17. Gazizov V.Z., Valyaeva A.O., Khayarova D.R. Analysis of ARPD properties and efficiency of solvent application «MIA-Prom» and «INTAT-1» for their removal (in Russian) // Bulatovskie readings: proceedings of the I International scientific-practical conference (March 31, 2017) in 5 volumes: a collection of articles; under general editorship of Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2017. – Vol. 2: Development of oil and gas fields. – P. 65–67.

18. Kusov G.V., Savenok O.V. Control methods of ARPD at the fields of OOO RN-Krasno-Darneftegaz by the example of Uspenskiy and Goryacheklyuchevskiy sites : Well Construction and Repair – 2010 / Collection of reports of the International Scientific and Practical Conference (September 27 – October 02, 2010, Gelendzhik, Krasnodar Territory) / OOO Nitpo Research and Production Firm. – Krasnodar : LLC «Research and Production Firm «Nitpo», 2010. – P. 147–150.
19. Leshkovich N.M. Warning of paraffin deposits on Anastasievsko-Troitskoe mesto-birth with the use of borehole devices of a constant magnetic field // Rasokhin readings: Proceedings of the International Scientific Conference (February 6–7, 2020); Section 2: Development and operation of oil and gas fields. – Ukhta : FSBOU VPO «Ukhta State Technical University», 2020.
20. Mazhnik V.I., Leshkovich N.M. Improvement of technologies to combat ARPD in the Vankor field // Bulatovskie readings: Proceedings of the II International Scientific-Practical Conference (March 31, 2018) in 7 volumes : a collection of articles; under general editorship of Doctor of Technical Sciences, Professor O.V. Savenok. – Krasnodar : South Publishing House, 2018. – Vol. 2 in 2 part: Development of oil and gas fields. – Part 1. – P. 227–232.
21. Savenok O.V., Kusov G.V. Analysis of efficiency of application of ARPD control methods at well stock of OOO RN-Krasnodarneftegaz : Modern technologies of well workover and oil recovery enhancement. Prospects of development / Collection of reports from the 5th International Scientific and Practical Conference. Gelendzhik, Krasnodar-Krai, 2010; OOO «Research and Production Firm Nitpo». – Krasnodar : LLC «Research and Production Firm Nitpo», 2010. – P. 279–282.
22. Savenok O.V., Ponomarev D.M. The analysis of existing methods of struggle against asphalt-resin and paraffin deposits (ARPD) at oil production // Scientific and technical journal «Construction of oil and gas wells on land and at sea». – M. : VNIAOENG, 2011. – № 9. – P. 32–37.
23. Tronov V.P., Guskova I.A. Mechanism of ARPD formation at the late stage of fields development // Oil economy. – 1999. – № 4. – P. 24–25.
24. Bulatov A.I., Kusov G.V., Savenok O.V. Asphalt-tar-paraffin deposits and hydra-forming: prevention and removal. – Certificate of state registration of the database № 2013620192. Application № 2012621424. Date of receipt: December 13, 2012. Registered in the Register of Databases on January 9, 2013.