

УДК 622.276.72

ОСОБЕННОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ОСЛОЖНЁННОГО ФОНДА СКВАЖИН АЛИНСКОГО ГАЗОНЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

FEATURES OF OPERATION OF THE COMPLICATED WELL STOCK ON THE ALINSKOYE GAS AND OIL FIELD

Петрушин Евгений Олегович
заместитель начальника промысла,
ЦДНГ1 ОАО «Печоранефть»
eopetrushin@yahoo.com

Арутюнян Ашот Страевич
кандидат технических наук,
доцент кафедры прикладной математики,
Кубанский государственный
технологический университет
mereniya@mail.ru

Аннотация. Объектом исследования в статье является осложнённый фонд добывающих скважин Алинского газонефтяного месторождения. Предметом исследования являются процессы формирования отложений АСПО и солеотложений в стволах добывающих скважин, а также способы их предотвращения и ликвидации в условиях НГДУ «Талаканнефть». Выполнен расчёт экономической эффективности от внедрения НКТ с покрытием ТС3000F на фонде вновь вводимых скважин. Сделан вывод о том, что применение данного вида НКТ является экономически обоснованным.

Ключевые слова: состояние разработки месторождения; осложнения, связанные с добычей флюидов; мероприятия по предупреждению осложнений при эксплуатации скважин; методы борьбы с АСПО; методы борьбы с солеотложениями; применение труб с полимерным покрытием; применение ингибиторов АСПО.

Petrushin Evgeniy Olegovich
Deputy chief of oil and gas field,
oil and gas production workshop 1
JSC «Pechoraneft»
eopetrushin@yahoo.com

Arutyunyan Ashot Straевич
Candidate of technical sciences,
Associate professor
of applied mathematicians department,
Kuban state technological university
mereniya@mail.ru

Annotation. The object of research in the article is a complicated fund of producing wells of the Alinskoye gas and oil field. The subject of research is the formation of asphalt-resin-paraffin deposits and scaling in the wells of producing wells, as well as ways to prevent and eliminate them in the conditions of the oil and gas department «Talakanneft». The calculation of the economic efficiency of the implementation of tubing with TC3000F coating on the newly commissioned wells was made. It was concluded that the use of this type of tubing is economically justified.

Keywords: field development status; fluid extraction complications; measures to prevent complications in the operation of wells; methods of combating with asphalt-resin-paraffin deposits; methods of dealing with scaling; use of pipes with a polymer coating; use of inhibitors of asphalt-resin-paraffin deposits.

Введение

Довольно часто процесс разработки нефтяных и газонефтяных месторождений сопровождается большим количеством осложнений, влекущих за собой снижение экономических показателей процесса добычи нефти и газа. К ним относятся отложения на внутренних поверхностях промыслового оборудования минеральных и органических веществ, коррозия скважинного оборудования, трубопроводов и пр.

Несвоевременное удаление отложений с поверхности оборудования приводит к уменьшению проходного сечения трубопроводов, насосно-компрессорных труб (НКТ) и штуцеров, что влечёт за собой уменьшение их пропускной способности, рост внутреннего давления в насосных агрегатах, и как следствие, увеличение механических напряжений в металле.

При определённых условиях в стволе скважины может возрасти интенсивность выпадения асфальто-смоло-парафиновых отложений (АСПО) на внутренней поверхности лифтовых труб, что может привести не только к падению дебита жидкости, но и полной её остановке из-за перекрытия проходного сечения НКТ.

АСПО содержатся в составе нефтей почти во всех нефтедобывающих районах России. Это обуславливает актуальность изучения процесса формирования отложений данного вида, а также постоянного совершенствования технологий, применяемых для предупреждения их образования и ликвидации.

В нефти и пластовой воде всегда содержатся растворённые соли, что делает возможным их выпадение и осаждение на стенках лифтовых труб и прочего оборудования в случае перенасыщения газожидкостной смеси определёнными ионами. Процессы формирования солеотложений на промысловом оборудовании протекают также в случае несовместимости пластовых и закачиваемых для поддержания пластового давления вод. Существует ряд других причин, обуславливающих процесс отложения солей на промысловом оборудовании в процессе добычи нефти, которые необходимо учитывать при разработке месторождения.

В реальных условиях эксплуатации добывающих скважин выпадение АСПО, солеотложения могут происходить совместно, в таком случае для возвращения скважин в рабочее состояние необходимы серьёзные меры и существенные экономические затраты. В этих условиях межремонтный период существенно уменьшается, снижается производительность скважин, увеличивается износ оборудования, расходы электроэнергии и давление в выкидных линиях.

Поэтому борьба с данными видами осложнений является актуальной задачей на всех стадиях разработки месторождения и требует грамотного технического подхода с учётом особенностей технологии добычи нефти и газа.

Общие сведения о месторождении

Алинское нефтегазовое месторождение находится в Ленском районе Республики Саха (Якутия), расположено на Пеледуйском участке, который прилегает к Талаканскому месторождению. Месторождение было открыто в 1991 году, введено в промышленную эксплуатацию в 2009 году. Ежегодно на Алинском газонефтяном месторождении осуществляется добыча 10 тысяч тонн нефти. Общие же запасы на данном месторождении оцениваются в 30 миллионов тонн. Запасы месторождения по категориям $C_1 + C_2$ составляют 11,8 миллиона тонн нефти, 1,249 млрд кубометров газа. По действующей в настоящее время в нефтегазовой промышленности России «Классификации запасов и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов» месторождение относится к средним по величине извлекаемых запасов. Открытые залежи газа и нефти приурочены к талахскому и хамакинскому горизонтам. Основной эксплуатационный объект – хамакинский горизонт.

Лицензия на разработку месторождения принадлежит ОАО «Сургутнефтегаз», которое осуществляет работы на данном месторождении посредством нефтегазодобывающего управления «Талаканнефть».

Алинское газонефтяное месторождение расположено на территории Ленского района Республики Саха (Якутия), в 210 км юго-западнее г. Ленска (рис. 1).

Населённые пункты на месторождении практически отсутствуют. Ближайшие крупные населённые пункты п.п. Витим и Пеледуй находятся соответственно в 110 км и в 115 км от границ месторождения и расположены на левом берегу р. Лены.

Площадь Алинского месторождения входит в область массивно-островного пространства многолетнемёрзлых пород (ММП) и глубокого сезонного промерзания грунтов.

Из 67 инженерно-геологических скважин, пробуренных на близкорасположенном Талаканском месторождении, в 31-й ММП не обнаружены, а в 18-ти скважинах мощность ММП соизмерима с мощностью сезонно-талого слоя, в 18-ти превышает 5 м.

Литология месторождения

Алинское месторождение приурочено к Непскому своду Непско-Ботуобинской антеклизы, находится в непосредственной близости от Талаканского и Чадынского месторождения углеводородов (рис. 2). В совокупности эти три месторождения образуют Талаканскую доказанную зону углеводородонакопления, оконтуренную по их взаимному расположению относительно друг друга. Площадь этой зоны составляет 6030 км² (рис. 3)

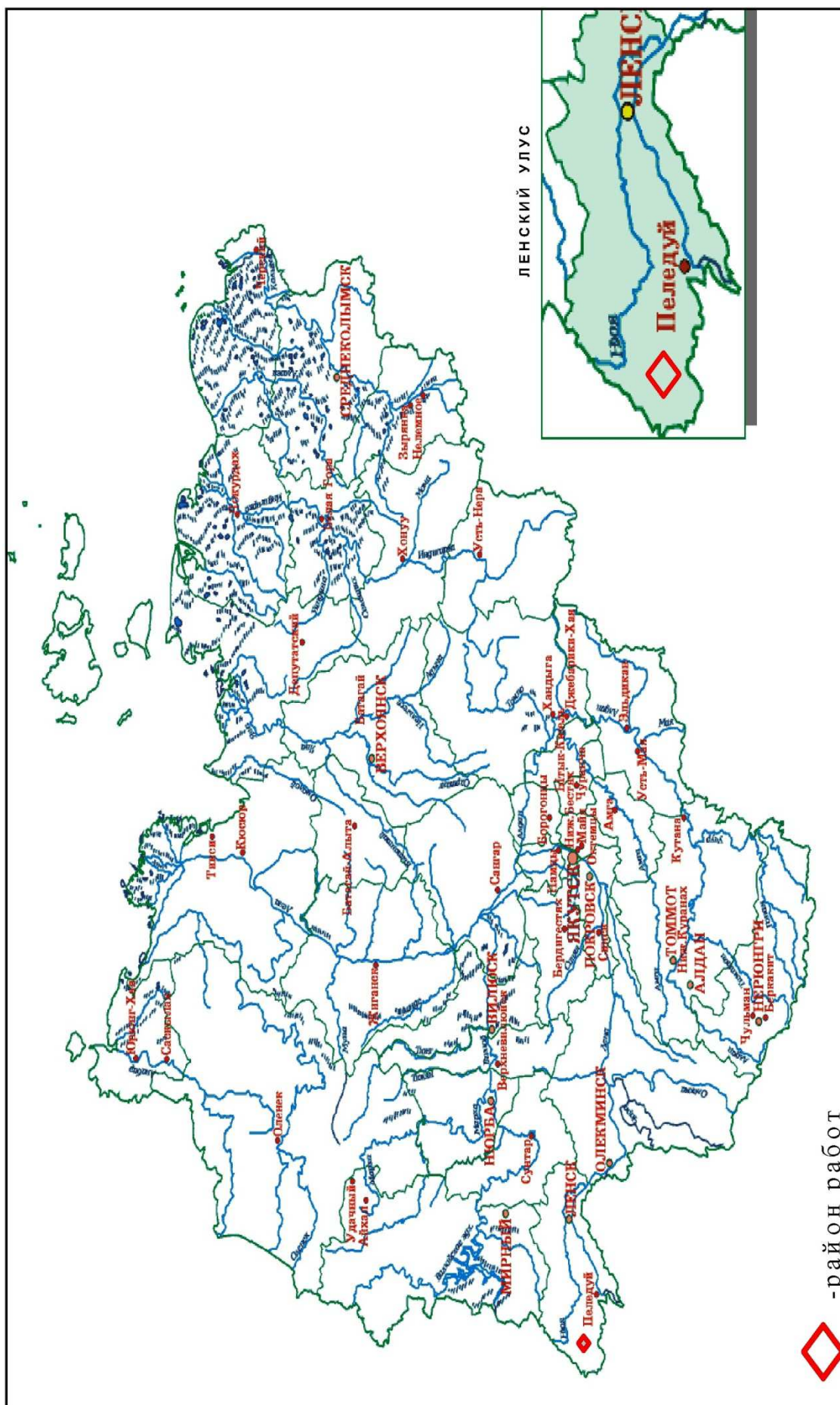


Рисунок 1 – Обзорная схема района работ

В границах Алинского месторождения выделено 7 залежей тектонически экранированного типа, которые содержат скопления углеводородного сырья: Северная, Северо-Восточная, Восточная, Юго-Восточная, Южная, Западная и Северо-Западная. Кристаллический фундамент в пределах исследуемого района сложен гранитами и гранодиоритами, также отмечается наличие гранитогнейсов, парагнейсов. В породах по трещинам присутствуют зеркала скольжения. Наблюдаются разноориентированные, преимущественно субвертикальные и диагональные трещины. В породах интенсивно развиты вторичные изменения: хлоритизация, кальцитизация, серицитизация. Иногда отмечается очаговое распределение межзерновых микро- и макропор со средним размером 5–10 мкм, преимущественно многогранной анизометричной и щелевидной формы.

Основным продуктивным комплексом на изучаемой территории является комплекс терригенных отложений венда (хамакинский горизонт), к которому приурочены основные промышленные залежи углеводородов Алинского нефтегазоконденсатного месторождения, он же является основным эксплуатационным объектом.

Хамакинский продуктивный горизонт (пласт В₁₀) входит в состав нижней пачки верхнепаршинской подсвиты, является аналогом ярактинского и марковского продуктивных горизонтов верхненепской подсвиты. Признаки углеводородов отмечены во всех поисково-разведочных скважинах ОАО «Сургутнефтегаз», пробуренных в пределах Непского свода и погружении Непско-Ботубобинской антеклизы в сторону Предпатомского прогиба.

В пределах изучаемой территории пласт В₁₀ в разрезе скважин представлен песчаниками коричневато-серыми, плотными, мелкозернистыми, иногда крупнозернистыми, местами с прослоями аргиллита и алевролита, слоистость пологоволнистая с обильными выпотами нефти и пузырьками газа. Средняя толщина составляет 40 м. Флюидоупором являются малопроницаемые прослои пород, таких как: аргиллиты тёмно-серые, тонко-слоистые алевролиты, переходящие в тонкозернистые глинистые песчаники, а также доломиты глинистые. Средняя толщина флюидоупора 22 м. Литолого-стратиграфический разрез по скважинам №№ 304-21П, 304-19Р и 304-4П представлен на рисунке 4.

Состояние разработки Алинского месторождения

Алинское месторождение введено в разработку в июне 2009 года. Эксплуатационным объектом является хамакинский горизонт (пласт В₁₀).

Разработка Алинского месторождения ведётся в соответствии с «Дополнением к технологической схеме разработки Алинского нефтегазоконденсатного месторождения», утверждённой протоколом заседания Центральной комиссии по разработке месторождений МПР РФ от 30.10.2014 г. № 6039.

Месторождение находится на первой стадии разработки, характеризующейся ростом объёмов добычи нефти за счёт разбуривания эксплуатационного фонда скважин. Извлекаемые запасы месторождения по категории С₁ + С₂ составляют 11,800 млн тонн нефти и 1,249 млрд м³ газа (табл. 1).

Таблица 1 – Характеристика запасов Алинского месторождения

Нефть, тыс. тонн		Конденсат, тыс. тонн		Газ, млн м ³	
геологические	извлекаемые	геологические	извлекаемые	Газовая шапка	растворённый
37496	11800	8	7	569	680

Динамика добычи нефти по Алинскому месторождению в период с 2010 по 2016 гг. представлена в таблице 2.

Таблица 2 – Динамика добычи нефти по Алинскому месторождению

Годы	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
1	2	3	4	5	6	7	8
Годовая добыча нефти, тыс. тонн.	23,6	96,9	113,1	172,6	254,4	337,4	466,4
Накопленная добыча нефти, тыс. тонн	23,6	120,5	233,6	406,2	660,5	997,9	1464,3
Отбор от извлекаемых запасов, %	0,2	0,9	1,8	3,1	5,1	7,6	11,15
Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	0,2	0,7	0,9	1,4	2,0	2,8	3,4

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
Фонд добывающих скважин, шт.	6	17	23	36	53	58	134
Фонд нагнетательных скважин, шт.	—	2	5	13	18	25	27
Добыча жидкости в пластовых условиях, тыс. м ³	35,3	165,4	265,3	345,2	525,9	739,2	880,4
Средний дебит по жидкости, тонн/сут.	26,0	24,6	15,8	17,2	16,56	17,63	17,3
Закачка воды	—	—	107,3	241,5	407,9	655,5	810,2
Обводнённость продукции, %	0,4	0,15	0,05	0,24	1,66	1,68	1,7
Компенсация отбора жидкости, %	—	—	40,4	70,0	77,6	88,7	92,0
Накопленная компенсация отбора жидкости	—	—	28,0	43,0	56,6	68,0	75,1

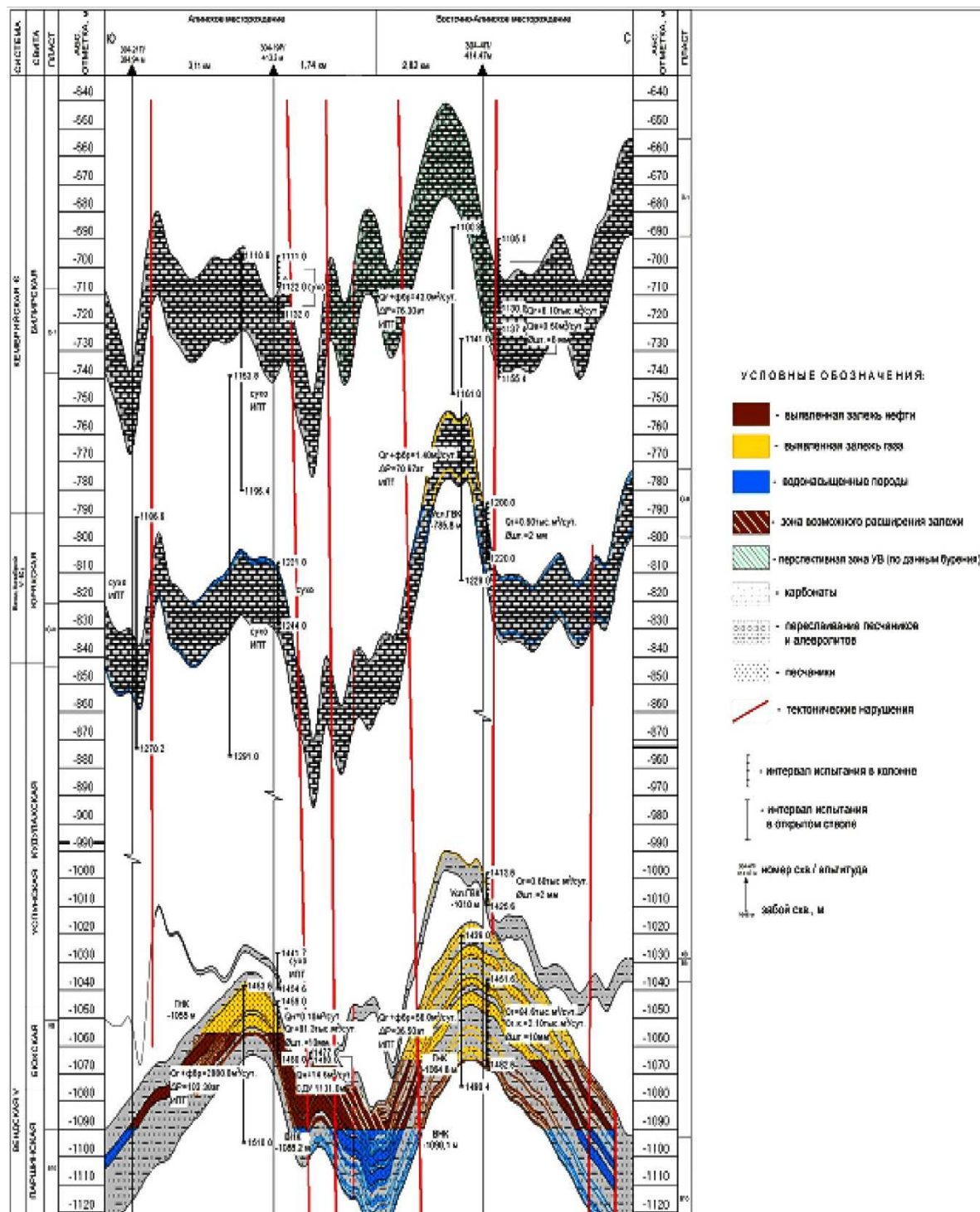


Рисунок 4 – Литолого-стратиграфический разрез Алинского месторождения

В 2016 году добыча нефти по месторождению составила 466,4 тыс. тонн, средний дебит нефти одной действующей скважины составил 17 тонн/сут. Обводнённость продукции составила 1,7 %.

С начала разработки месторождения добыто 1464,3 тыс. тонн нефти или 11,5 % от начальных извлекаемых запасов. Темп отбора от текущих извлекаемых запасов нефти в 2017 году составил 3,4 %.

Общий фонд скважин по Алинскому месторождению составляет на 01.01.2017 г. 102 единицы (табл. 3).

Таблица 3 – Распределение фонда скважин по их назначению

Эксплуатационный фонд	134
Нагнетательные	60
Контрольный и пьезометрический фонд	1
Ликвидированные	11
Водозаборные	6

Основная доля добычи нефти приходится на наклонно-направленные скважины и составила по году 258,238 тыс. тонн или 76,5 %.

В 2017 году закачано 810,2 тыс. м³ воды. Текущая компенсация составила 92 %, накопленная – 75,1 %.

Распределение действующего фонда скважин по среднему дебиту и обводнённости продукции представлено в таблицах 4 и 5.

Таблица 4 – Средний дебит скважин

Дебит нефти, тонн/сут.	Фонд скважин, шт.	% от общего фонда скважин	Абсолютный показатель группы, тонн/сут.
0–1	3	2,2	0,97
1–5	17	12,7	3,24
5–10	30	22,4	8,37
10–20	60	44,8	14,37
20–50	24	17,9	27,9

Таблица 5 – Распределение фонда добывающих скважин по обводнённости продукции

Обводнённость продукции, %	Фонд скважин, шт.	% от общего фонда скважин
0–2	96	71,6
2–20	28	20,94
20–50	10	7,46
Средняя обводнённость, %	1,68	

В процессе разработки месторождения наблюдается постепенное снижение пластового давления эксплуатационного объекта. Текущее пластовое давление хамакинского горизонта (пласт В₁₀) по состоянию на 01.01.2017 г. составило 116,8 атм. при начальном 117,2.

Осложнения, связанные с добычей флюидов

Общие сведения

Эксплуатация нефтяных и газонефтяных месторождений часто сопровождается большим количеством осложнений, таких как отложения на внутренней поверхности промысловых трубопроводов неорганических солей и АСПО. Отложения приводят к значительному уменьшению проходного сечения трубопроводов, что влечёт за собой

рост внутреннего давления и, соответственно, увеличение механических напряжений в металле. Уменьшение проходного сечения НКТ приводит к снижению дебита добывающих скважин вплоть до их остановки. Отложение минеральных солей в нагнетательных линиях системы ППД может привести к формированию солевых пробок и непроходам оборудования при геофизических исследованиях. При этом межремонтный период работы промысловых трубопроводов существенно уменьшается, растут затраты на восстановление проектного режима работы оборудования. В этих условиях приоритетным становится комплексный подход к разработке новых и совершенствованию существующих технических средств и технологий для предотвращения осложнений колонне НКТ, трубопроводах систем нефтесбора и ППД.

АСПО представляют собой высокодисперсные суспензии кристаллов парафина и асфальтенов в маслах и смолах. Причем под парафинами понимается сложная смесь углеводородных компонентов с высокой температурой плавления, твёрдых в обычных условиях и способных при охлаждении образовывать кристаллы. В составе отложений могут также содержаться механические примеси в виде частиц породы и продуктов коррозии, кристаллы неорганических солей и вода. Процесс образования АСПО связан с изменением термодинамических и термобарических условий при подъёме газожидкостной смеси, а также с составом добываемого флюида, скоростью его движения и характеристиками внутренней поверхности оборудования.

Производственный процесс добычи нефти в условиях обводнения продукции неизбежно сопровождается с той или иной степенью интенсивности неорганических солей нефтепромысловом оборудовании. Главным источником выделения солей в твёрдой фазе является попутно добываемая минерализованная вода. Процессу отложения солей подвержены как скважинное, так и наземное оборудование, эксплуатирующееся в условиях обводнения добываемой продукции.

Выпадение твёрдого вещества в осадок происходит в том случае, если его концентрация в растворе превышает равновесную для данных условий. Такое превышение возможно в следующих случаях:

- при возрастании фактической концентрации;
- при снижении растворимости, вследствие изменения физико-химических условий.

Первое из этих условий может иметь место при смешивании несовместимых вод различного состава и растворении горных пород. Второе – при перенасыщении вод в результате изменения термобарических условий, приводящее к изменению равновесной концентрации растворённых веществ.

Процессу солеотложения благоприятствует:

- снижение давления при подъёме скважинной продукции;
- повышение температуры, например, за счёт теплоотдачи погружного электродвигателя;
- перенасыщение раствора растворимой солью по причине изменения давления и температуры или смешения вод одного типа, но с разной концентрацией ионов;
- изменение химического состава воды при смешении вод различных типов.

Тип отложений принято характеризовать по преобладанию (до 60–80 %) одного из неорганических соединений, из которых наибольшее распространение имеют: карбонатные соли, преимущественно в форме кальцита; сульфаты кальция – гипс и ангидрит; галит; сульфаты бария – барит и стронция – целестин. Борьба с солеотложением включает в себя удаление уже сформировавшихся осадков, а также предупреждение их отложения.

Весь фонд добывающих и нагнетательных скважин Алинского месторождения подвержен осложнениям в виде выпадению АСПО на внутренней поверхности промыслового и скважинного оборудования, а также солеотложениям в стволах добывающих и нагнетательных скважин. Основными факторами, обуславливающими осложнения в процессе добычи нефти на Алинском месторождении, являются:

- 1) высокое содержание солей в добываемой продукции;
- 2) высокое содержание парафинов;
- 3) низкая пластовая температура;
- 4) низкое давление насыщения добываемого флюида.

Асфальто-смоло-парафиновые отложения

АСПО представляют собой сложную структурированную систему с ярко выраженным ядром из асфальтенов и сорбционно-сольватным слоем из нефтяных смол (ССЕ). Асфальто-смолистые вещества (АСВ) представляют собой гетероциклические соединения сложного гибридного строения, в состав которых входят азот, сера, кислород и металлы (Fe, Mg, V, Ni, Ca, Ti, Mo, Cu, Cr и др.). До 98 % АСВ составляет ароматические и нафтеновые структуры. Каркас структуры молекул смол и асфальтенов образует углеводородный скелет, составляющий 70–90 % от общего веса молекул.

В зависимости от природы нефти и содержания в ней твёрдых углеводородов состав отложений включает: парафины – 9–77 %; смолы – 5–30 %; асфальтены – 0,5–70 %; связанную нефть до 60 %; механические примеси – 1–10 %; воду – от долей до нескольких процентов; серу – до 2 %.

В зависимости от содержания органических составляющих АСПО предложено подразделять на три класса:

- 1) асфальтеновый – $P/(A+C) < 1$;
- 2) парафиновый – $P/(A+C) > 1$;
- 3) смешанный – $P/(A+C) \sim 1$,

где P , A и C – содержание (% масс.) парафинов, смол и асфальтенов соответственно.

Обычно под термином «парафины» объединяют всю углеводородную часть отложений. Хотя в данной части и преобладают n -парафины (метановые углеводороды, или алканы с прямой цепью), в меньшем количестве в ней содержатся нафтеновые (циклоалкановые) и ароматические углеводороды с длинными алкильными цепями.

Смолы, входящие в состав АСПО, представлены, прежде всего, нейтральными смолами. Это полужидкие, иногда полутвёрдые тёмно-коричневого или чёрного цвета вещества. Относительная плотность смол от 0,99 до 1,08 г/см³. Молекулярная масса смол может достигать 1200. Они хорошо растворяются во всех нефтепродуктах и органических растворителях, за исключением этилового и метилового спиртов. В среднем смолы содержат до 15–17 % кислорода, серы, азота. С повышением молекулярной массы смол содержание кислорода, серы и азота снижается. Основой структуры молекул смол является плоская конденсированная поликарбоциклическая сетка, состоящая преимущественно из бензольных колец. В этой структурной сетке могут держаться нафтеновые и гетероциклические кольца (пяти и шестичленные).

По современным представлениям асфальтены – это полициклические ароматические сильно конденсированные структуры с короткими алифатическими цепями в виде темно-бурых аморфных порошков. Плотность асфальтенов несколько больше единицы. В асфальтенах содержится (% масс.): 80–86 % углерода, 7–9 % водорода, до 9 % серы и кислорода, и до 1,5 % азота. Асфальтены не кристаллизуются и не могут быть разделены на индивидуальные компоненты или узкие фракции.

Асфальтены рассматриваются как продукты уплотнения смол. Частица асфальтенов представляет собой «мицеллу», ядро которой состоит из высокомолекулярных полициклических конденсированных соединений преимущественно ароматического характера, а адсорбционный слой образуют низкомолекулярные поверхностно-активные.

На интенсивность образования АСПО в системе сбора нефти влияет ряд факторов, основными из которых являются:

- снижение забойного давления и связанное с этим нарушение гидродинамического равновесия газожидкостной системы;
- интенсивное газовыделение и сопутствующее ему уменьшение температуры жидкости стволе скважины;
- изменение скорости движения газожидкостной смеси и отдельных её компонентов;
- состав углеводородов в каждой фазе смеси;
- соотношение объёмов фаз (нефть-вода).

Растворяющая способность нефти по отношению к парафинам снижается с понижением температуры. Следует отметить, что резкое изменение температуры потока зачастую приурочено к интервалу дегазации газожидкостной смеси на участках снижения давления ниже давления насыщения.

Практика добычи нефти на промыслах показывает, что основными участками накопления АСПО являются скважинные насосы, подъёмные колонны в скважинах, выкидные линии от скважин, резервуары промысловых сборных пунктов. Наиболее интенсивно АСПО откладываются на внутренней поверхности подъёмных труб скважин.

Рост скорости движения нефти оказывает влияние на интенсивность отложений, которая вначале возрастает, а затем резко уменьшается. Рост интенсивности отложений объясняют увеличением турбулизации потока и увеличением частоты образования и отрыва пузырьков от поверхности трубы, флотирующих взвешенные частицы парафина и асфальто-смолистых веществ. При достижении определённой скорости движущийся поток срывает часть отложений со стенок труб, чем и можно объяснить резкое снижение отложений в интервале 0–50 м от устья. Следует отметить, что при низком показателе шероховатости поверхности осаждения скорость потока, при которой будет происходить отрыв отложений, будет меньше. Шероховатость стенок также способствует выделению из нефти парафина в твёрдую фазу, так как микронеровности могут служить очагами зарождения кристаллов АСПО.

Согласно экспериментальным данным, прежде чем парафин выделяется на поверхности скважинного оборудования, его кристаллы производят преобразование своих структур так, что, соединяясь между собой, организуют сплошную решётку подобно широкой ленте. В такой форме адгезионные свойства парафина усиливаются. Но в случае содержания асфальтенов в концентрации 4–5 % и выше сказывается их депрессорное действие. Асфальтены могут сами выступать зародышевыми центрами. Парафиновые молекулы участвуют в сокристаллизации с алкильными цепочками асфальтенов, образуя точечную структуру, и образование сплошной решётки не происходит. В результате парафин перераспределяется между множеством мелких центров и выделение парафинов на поверхности существенно 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.

Температура насыщения нефти парафином зависит 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 твердой 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. При транспортировании нефти по трубопроводу протекают два процесса:

- 1) выделение кристаллов n-алканов на холодной поверхности;
- 2) кристаллизация n-алканов в объёме нефти.

Практически важным является не выделение парафинов, а отложение их на поверхности труб и оборудования по направлению теплопередачи. Такие отложения формируются при соблюдении ряда условий:

- наличия в нефти высокомолекулярных углеводородов, в первую очередь метанового ряда;
- снижения температуры потока до значений, при которых происходит выпадение твёрдой фазы;

- наличия подложки с пониженной температурой, на которой кристаллизуются углеводороды и с которой они настолько прочно сцепляются, что возможность срыва отложений потоком при заданном технологическом режиме практически исключается.

Добываемая на Алинском месторождении нефть относится к парафиновым (содержание парафина 2,8 %), малосмолистым (5,15 %). Эта особенность в совокупности с низкой пластовой температурой (13 °С) является причиной быстрого изменения термодинамических условий потока жидкости при её подъёме по НКТ, в результате чего наблюдается выпадение АСПО на внутренних поверхностях промыслового оборудования. На интенсивность формирования АСПО оказывает влияние процесс дегазации восходящего газожидкостного потока при снижении давления в стволе скважины ниже давления насыщения, так как этот процесс сопровождается снижением температуры потока газожидкостной смеси ниже температуры кристаллизации парафинов. Пузырьки выделяющегося газа обладают способностью флотировать взвешенные частицы АСПО. В момент отрыва пузырька от твёрдой поверхности создаётся перепад давления между объёмной фазой и зоной, находящейся под пузырьком, в результате которого часть кристаллов парафина сносится к поверхности, граничащей со стенкой трубы, они соприкасаются со стенкой и выделяются на её поверхности.

Как видно из таблицы 6, процесс дегазации газожидкостной смеси в большинстве случаев начинается на забое ввиду снижения давления на приёме насоса ниже давления насыщения флюида. В таблице 7 представлены значения пластового и забойного давлений, снятых во время эксплуатации добывающих скважин.

Таблица 6 – Характеристика забойного давления

Номер скважины	Пластовое давление, МПа	Забойное давление, МПа	Создаваемая депрессия, МПа	Давление насыщения нефти, МПа
68-1	12,0	8,5	3,5	7,2
136	11,46	5,37	6,09	
1-1Гр	10,38	7,2	3,18	

Исходя из вышеприведённых данных, можно сказать, что основными причинами АСПО на осложнённом фонде является низкое давление насыщения пластового флюида, ввиду которого происходит дегазация газожидкостной смеси на приеме насоса, и, соответственно, её охлаждение ниже температуры кристаллизации парафинов. Ввиду высокой скорости потока отложения парафинов непосредственно на приеме насоса или в непосредственной близости от него не наблюдаются, так как отложения смываются потоком флюида. Как показывает практика, отложения парафинов наблюдаются в интервале от 50 до 800 метров. Именно в этом интервале создаются благоприятные условия для формирования АСПО. Также следует отметить, что содержание в нефти асфальтенов в не достаточное, для «естественного» ингибирования АСПО, которое происходит при концентрации асфальтенов 4–5 %, а низкая температура добываемого флюида увеличивает интенсивность отложений.

Солеотложения

Отложения солей происходят при всех способах эксплуатации скважин, однако наиболее отрицательные последствия от солеотложения возникают при добыче нефти установками электропогружных центробежных насосов (УЭЦН). Кристаллы неорганических солей на рабочих органах погружных установок могут привести к износу, заклиниванию и слому вала насоса. Также отложение солей происходит в поверхностном оборудовании, групповых замерных установках, нефтесборных коллекторах и системах подготовки нефти.

По преимущественному содержанию в отложениях неорганических солей определённого вида выделяется три группы солей: хлоридные, карбонатные и сульфатные.

Хлористый натрий (NaCl) – основной солевой компонент практически всех пластовых вод. Галит – хорошо растворимое вещество, его растворимость в дистиллированной

воде при температуре 30 °С составляет 363 г/1000 г воды. Растворимость поваренной соли существенно увеличивается с ростом температуры. Влияние давления на растворимость NaCl невелико, повышение давления несколько увеличивает растворимость.

Отложения хлористого натрия (галита) при добыче нефти встречены на месторождениях, где залежи нефти контактируют с высокоминерализованными рассолами. При обводнении нефтяных скважин этих месторождений пластовой водой отмечены многочисленные соляные пробки, причём осадок состоит почти исключительно из чистого галита. На месторождениях, эксплуатирующихся с применением закачки воды, отложения галита встречаются сравнительно редко. Они отмечаются в тех скважинах, где попутная вода представлена пластовыми рассолами. Основная причина выпадения хлористого натрия из попутной воды нефтяных месторождений – это снижение температуры и давления, приводящее к их перенасыщению солью.

Добываемая на Алинском месторождении продукция характеризуется высокой минерализацией доходящей до 199 г/л. Понижение давления и температуры газожидкостной смеси при её подъёме приводит к снижению предельной растворимости находящихся в её составе солей, что является причиной их отложения на стенках НКТ и скважинном оборудовании. Состав солевых отложений, формирующихся на внутренней поверхности промыслового оборудования, представлен на рисунке 5.

ПРОТОКОЛ
результатов количественного химического анализа
солевых отложений

Заказчик: ЦПКРС, НГДУ "Талаканнефть"

Основание: разовое задание

Акт отбора (приемки) проб: №02-300 от 04.03.2013

Регистрационный номер пробы: 1656

Дата отбора пробы: 02.03.2013

Место отбора пробы: куст 35А, скв. 37, КОС Гайберсон

НД на метод: МВИ-2-17-2000

№ п/п	Наименование показателя	Результаты анализа, % масс.	Характеристика погрешности, ±Δ, %
1	Органическая компонента	13,60	3,3
2	Нерастворимый остаток	0,11	4,4
3	Оксид железа (Fe ₂ O ₃)	0,31	7,4
4	Полуторные окислы (R ₂ O ₃)	0,04	6,4
5	Ионы кальция (Ca ²⁺)	0,27	3,8
6	Ионы магния (Mg ²⁺)	0,03	4,3
7	Ионы натрия (Na ⁺)	27,91	-
8	Хлориды (Cl)	46,98	1,3
9	Гидрокарбонаты (HCO ₃ ⁻)	0,03	0,02
10	Карбонаты (CO ₃ ²⁻)	0,23	6,6
11	Оксид кремния (SiO ₂)	0,09	2,3
12	Сульфаты (SO ₄ ²⁻)	0,08	8,1
13	Потери при прокаливании	10,32	11,5

Рисунок 5 – Состав солевых отложений Алинского месторождения

Как видно из результатов проведённого анализа, основным компонентом солевых отложений является хлорид натрия.

Наиболее часто отложения галита наблюдаются в лифтовых трубах добывающих скважин, на которых отсутствуют УПС. Это объясняется понижением температуры в процессе подъёма флюида. Также солеотложения наблюдаются на рабочих органах УЭЦН, ЭВН, штуцерирующих устройствах. В нагнетательных скважинах процесс отложе-

ния солей протекает наиболее интенсивно ввиду резкого перепада давления и температуры в процессе дросселирования в БДР при закачке рабочего агента в пласт.

Химический состав промышленных вод постоянно меняется по мере выработки запасов нефти, что обуславливает многообразие и изменчивость во времени состава солевых отложений. Поэтому следует отметить, что совместная закачка пресной и подтоварной воды, являющихся несовместимыми, может служить причиной образования карбонатных отложений. Химизм процесса образования карбонатных отложений может быть выражен следующим уравнением:



На данный момент отложения нерастворимых солей в масштабах, способных нарушить технологический процесс, не наблюдается, но на четвёртой стадии разработки с ростом обводнённости продукции до 90 % следует ожидать солеотложения в виде отложений кальцита.

Состав артезианской воды, используемой в системе ППД, представлен в таблице 7.

Таблица 7 – Состав артезианской воды для ППД

Наименование показателей	Содержание, мг/л
Хлориды	9,2
Сульфаты	82
Гидрокарбонаты	278
Кальций	74
Магний	32
Натрий + Калий	5
Железо общее	0,26
Сероводород	≤5
Углекислота	15,4
Растворённый кислород	≤1
Жёсткость общая	6,3 °Ж
рН	6,0
Плотность, г/см ³	1
Минерализация	480

Все вышеназванные осложнения в процессе добычи нефти проявляются совместно и являются причиной уменьшения проходного сечения трубопроводов, увеличению нагрузки на установки УЭЦН, уменьшению межремонтных, межочистных периодов и дебитов добывающих скважин вплоть до их остановки. По этой причине для бесперебойной работы промысла необходимо использовать специализированные и комплексные методы, направленные на ликвидацию и предупреждение осложнений с учётом особенностей природы их образования и состава.

Методы борьбы и предупреждения осложнений

Методы борьбы с АСПО

Весь эксплуатационный фонд Алинского месторождения подвержен выпадению АСПО на внутренней поверхности НКТ, что обуславливает необходимость их удаления. Для этой цели на месторождении используются следующие методы:

- 1) термические;
- 2) механические.

К термическим методам борьбы с АСПО, используемым на месторождении, относятся:

- 1) применение установок прогрева скважин (УПС);
- 2) применение агрегата АДПМ для промывки скважин горячей нефтью.

Технология применения УПС сводится к спуску нагревательного кабеля в НКТ, последующему подключению к станции управления и подаче необходимой электрической мощности для поддержания температуры по стволу скважины выше температуры выпадения парафинов и гидратов. Для управления нагревом и защиты нагревательного кабеля служит станция управления, позволяющая осуществлять контроль за работой нагревательных кабелей, передачи в реальном режиме времени с записью в архив всех рабочих параметров нагревательного кабеля и состояние аппаратуры шкафа управления.

Обработка скважин агрегатом АДПМ представляет собой закачку в затрубное пространство скважины подогретой (до 150 °С) нефти агрегатом АДПМ. При этом нисходящая горячая нефть нагревает НКТ, а восходящий поток растворяет и выносит отложения. Привод всех механизмов агрегата осуществляется от тягового двигателя автомобиля (рис. 6).

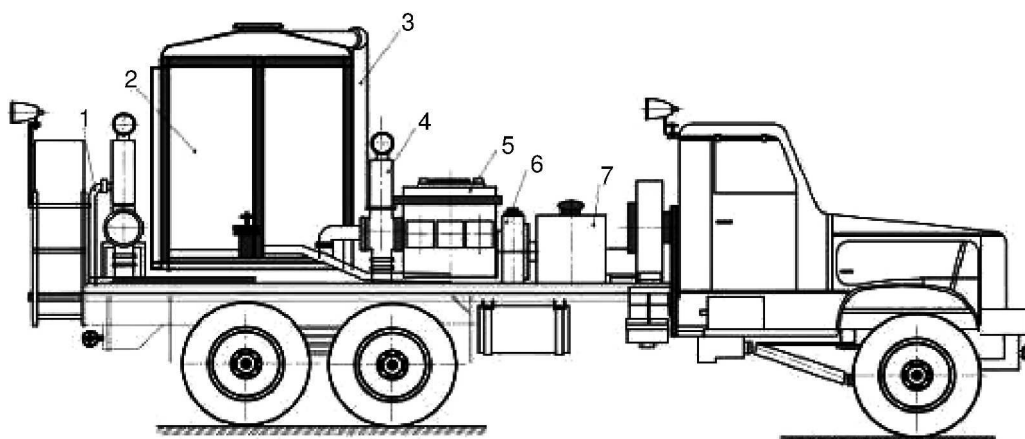


Рисунок 6 – Схема агрегата АДП 4-150:

1 – манифольд; 2 – нагреватель; 3 – система воздухоподачи; 4 – система автоматического регулирования; 5 – нагнетательный насос 2НП-160; 6 – трансмиссия привода механизмов; 7 – топливная система

Этот способ прост, так как не требует остановки скважины. Однако это сопровождается большим расходом тепла на нагрев эксплуатационной колонны и колонны НКТ. Следует отметить, что данный метод борьбы с осложнениями является комплексным и частично очищает лифт скважины от отложений галита.

Наиболее распространённым методом депарафинизации, применяемым на Алинском месторождении, является механический. Он предполагает удаление образовавшихся отложений АСПО на НКТ путём их срезания скребками различной конструкции. На месторождении применяется периодическая депарафинизация с использованием передвижной установки для депарафинизации труб фрезой.

Установка для депарафинизации труб фрезами предназначена для периодической очистки внутренней поверхности НКТ фрезами с развитыми режущими поверхностями в фонтанных скважинах и оборудованных УЭЦН. Очистка парафина осуществляется за счёт срезания АСПО и последующим их выносом в систему нефтесбора. Основное оборудование размещено в будке на базе автомобиля. В комплект установки входят:

- 1) лебёдка депарафинизационная с проволокой на барабане;
- 2) мерный ролик;
- 3) счётчик;
- 4) прижимные ролики;
- 5) лубрикатор в комплекте с сальниковой головкой и направляющим роликом;
- 6) комплект фрез разного диаметра (35–50 мм);
- 7) наружный прожектор;
- 8) огнетушитель и кошма.

Достоинство данного способа депарафинизации заключается в оперативности выезда бригады, за исключением случаев сезонного отсутствия подъезда к кустовым площадкам.

Следует отметить опыт применения механических депарафинизаторов (лебёдок Сулейманова), которые оказались неэффективными ввиду низкого дебита скважин, не обеспечивающего достаточной скорости потока для выноса АСПО.

Методы борьбы с солеотложениями

При подъёме газожидкостной смеси и её движении от забоя к устью скважины происходит изменение её термодинамических параметров, что приводит к перенасыщению жидкости ионами солей, с последующим их отложением на оборудовании. Наиболее интенсивно отложение солей происходит на рабочих органах УЭЦН. Для ликвидации солеотложений на месторождении применяется технология обратной промывки скважин солевым раствором удельным весом 1,1 и более. Применение пресной технической воды в условиях геологического строения Алинского месторождения не представляется возможным ввиду наличия в геологическом разрезе вечномёрзлых пород, а также низкой температуры добываемой жидкости. В этих условиях при проведении обратной промывки нисходящий поток жидкости охлаждается за счёт контакта с обсадной колонной, далее техническая вода поступает на приём насоса, далее в НКТ. При дегазации потока жидкости его температура снижается и появляется возможность замерзания и образования гидратов. Для промывки соляным раствором применяется агрегат типа УРАЛ-УНБ-125, который представляет собой комплект оборудования, смонтированный на шасси автомобиля типа УРАЛ, насос высокого давления НЦ-320, редуктор, силовую установку с дизелем Д144, центробежный насос ЦНС 38-154, мерный бак, шарнирные колёса и разборные трубопроводы.

Технологические параметры борьбы с осложнениями

Наиболее распространённым способом борьбы с АСПО на Алинском месторождении является термический и механический методы. При термическом методе борьбы применяют установки прогрева скважин (УПС) и промывки горячей нефтью при помощи установок АДП. Следует отметить, что применение скребкования на скважинах, оборудованных УПС невозможно ввиду наличия внутри НКТ греющего кабеля. В этом случае применяется промывка горячей нефтью. Для борьбы с солеотложениями применяется промывка скважин технической водой определённой плотности при помощи агрегата ЦА-320.

Распределение фонда скважин по способу борьбы с осложнениями представлено в таблице 8.

Таблица 8 – Распределение фонда скважин по применяемому методу борьбы с осложнениями

Название метода борьбы с осложнениями	Количество скважин, на которых применяется метод	Средний МОП по методу борьбы	Количество скважино-операций за 2016 год
Промывка горячей нефтью АДП	36	10	368
Скребоквание бригадой АИС	36	6	1795
Установки прогрева скважин	98	–	–
Промывка солевым раствором	36	30	432

За 2016 год на месторождении было проведено 2163 скважино-операций по депарафинизации скважин, из них 369 – промывка скважин горячей нефтью агрегатом АДП, 1795 – механическое скребкование. Также было проведено 432 операции по промывке скважин солевым раствором. 98 скважин оборудовано УПС. Средний МОП по депарафинизации составил 8 сут. Средний МОП по борьбе с солеотложениями – 30.

Применение труб с внутренними покрытиями

Как метод предотвращения АСПО следует отдельно выделить применение гладких защитных покрытий из лаков, стекла и эмали и пр. Перспективность данного направления объясняют низкие эксплуатационные затраты на обслуживание скважин,

оборудованных НКТ с данными покрытиями и в ряде случаев существенное увеличение межочистного периода скважин при АСПО и солеотложениях. Идея применения покрытий основана на уменьшении шероховатости поверхности и, как следствие, уменьшении адгезии АСПО и солей к поверхности труб.

На данный момент выделяют следующие виды покрытий:

- 1) диффузионное цинковое покрытие;
- 2) бакелитовый лак;
- 3) силикатно-эмалевые покрытия;
- 4) эпоксидные покрытия.

Внутреннее диффузионное цинковое покрытие имеет высокую адгезию к железу и низкую к парафинам. Слоистая конструкция, образованная в результате взаимной диффузии атомов цинка и железа, показала высокую коррозионную и эрозионную стойкость, улучшенную герметичность резьбовых соединений. У таких труб есть недостатки, такие как большая цена, относительно высокая шероховатость цинкового покрытия и его неприменимость на скважинах, нефть которых имеет щелочную реакцию.

Бакелитовый лак представляет собой раствор резольных смол в этиловом спирте, которые обладают низкой сцепляемостью с АСПО. Бакелитовые лаки обладают химической стойкостью во всех агрессивных средах, за исключением окислителей, щелочей и некоторых органических соединений. Сложный технологический процесс нанесения покрытий также ограничивает использование таких труб на месторождении

Силикатно-эмалевое покрытие. С технической точки зрения эмалирование – процесс адгезии силикатной эмали на поверхности металла, при этом прочность сцепления полученного композита выше прочности самой эмали. К достоинствам труб с таким эмалевым покрытием относятся широкий температурный диапазон эксплуатации (от -60 °С до $+350$ °С), высокая стойкость к абразивному износу и стойкость к коррозионному воздействию, при упругих деформациях металла не происходит разрушение, отслаивание эмали. К недостаткам относятся условия хранения и транспортировки таких труб, а так же невысокие прочностные характеристики.

Эпоксидные (полимерные) покрытия. Для создания таких покрытий применяется два типа пластмасс: термопластичные (поливинилхлорид, полиэтилен, полипропилен, фторопласт и т.д.) и термореактивные (фенопласты, эпоксидные, полиэфирные). Такие покрытия имеют высокую коррозионную стойкость и длительный срок службы. Применение полимерных покрытий на внутренней поверхности НКТ позволяет:

- сократить гидравлические потери при перекачивании нефтепромысловых жидкостей;
- снизить скорость отложения асфальто-смоло-парафинов, солей и продуктов коррозии в полости труб;
- защитить внутреннюю поверхность от коррозии;
- увеличить межремонтный период работы скважин.

К эпоксидным полимерам относятся полиэтиленовые, полипропиленовые и ленточно-полиэтиленовые покрытия, которые наносятся на поверхность путём струйного распыления специальным оборудованием. Характерные свойства таких покрытий – очень высокая эластичность. Покрытие не склонно к сколам и трещинообразованию, экологически чисто, что важно при очистке и ремонте НКТ, допустимы кратковременная (до 1000 часов) обработка паром с температурой до 200 °С и кислотная промывка.

Эпоксидные лакокрасочные покрытия обладают хорошими адгезионными и механическими свойствами, износостойкостью, стойкостью к минерализованным водным средам, щелочам, слабым растворам кислот и т.п. Эпоксидные покрытия, модифицированные новолаком, кроме того имеют повышенную водо- и кислотостойкость.

Известно, что при спускоподъёмных операциях и в скважинах НКТ подвергаются значительным ударным, растягивающим, сжимающим и другим нагрузкам. Важными параметрами также является влияние циклического изменения температуры и теплового воздействия на ударную и адгезионную прочность лакокрасочных покрытий. Данные факторы не должны оказывать негативного влияния на целостность и адгезионную прочность покрытия, существенно ухудшая его свойства. Испытания показали, что данным условиям наиболее соответствуют трубы с эпоксидными новолачными лакокрасочными и эмалевыми покрытиями.

Расчёт экономической эффективности от внедрения НКТ с покрытием ТС3000F на фонде вновь вводимых скважин

В качестве инженерно-технического мероприятия, позволяющего снизить расходы на обслуживание осложнённого фонда скважин, предлагается внедрять на вновь вводимых после бурения скважинах НКТ с фенольно-полимерным покрытием ТС3000F. Применение труб с данным покрытием позволит снизить межочистной период скважин при АСПО и солеотложениях, а, следовательно, и расходы на проведение мероприятий по борьбе и ликвидации осложнений. Для расчёта эффективности применения труб с полимерным покрытием ТС3000F был проведён анализ борьбы с осложнениями на добывающем фонде скважин Алинского месторождения за 2016 год. Количество операций, а также информация о межочистном периоде при каждом методе борьбы с осложнениями представлена в таблице 9.

Таблица 9 – Характеристика борьбы с осложнениями за 2016 год

Количество скважин, подверженных обработкам	Название операции	Межочистной период, сут.	Количество операций за 2016 год	Стоимость скважино-операции, тыс. руб.	Итого затрат по методу борьбы с осложнениями, тыс. руб.
36	ЛС	6	1795	13	23335
36	АДП	10	368	23	8464
134	ЦА	30	1608	7	11256
Итого затрат	43055 тыс. руб.				

Из таблицы 9 видно, что за 2016 год на борьбу с осложнениями на фонде добывающих скважин (всего 134 скважины) было затрачено 43,055 млн руб. Следует отметить, что на скважинах, оборудованных УПС, проведение скребкования и промывок горячей нефтью агрегатом АДПМ не требуется. На 2017 год на Алинском месторождении планируется введение 9 новых скважин, проектный дебит которых равен 17,5 тонн/сут. Скважины предполагается эксплуатировать фонтанным способом. При падении дебита менее запланированного скважины оборудуются установками УЭВН. Взяв за основу данные по борьбе с осложнениями за 2016 год, представленные в таблице 1, произведём расчёт необходимых затрат на борьбу с осложнениями на фонде вновь вводимых скважин при использовании обычных НКТ. Результаты расчётов представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Затраты на борьбу с осложнениями на 2017 год при использовании НКТ без покрытия

Количество скважин, подверженных обработкам	Название операции	Межочистной период, сут.	Количество операций за 2016 год	Стоимость скважино-операции, тыс. руб.	Итого затрат по методу борьбы с осложнениями, тыс. руб.
9	ЛС	6	449	13	5837
	АДП	10	108	23	2184
	ЦА	30	324	7	2268
Итого затрат	10289 тыс. руб.				

Затраты на борьбу с осложнениями на фонде вновь вводимых скважин на 2017 год составят 10, 289 млн руб.

Как показывает промысловая практика и характеристика завода-изготовителя, применение в качестве НКТ труб с полимерным покрытием ТС3000F позволит увеличить межочистной период скважин в среднем в 5 раз. За счёт увеличения межочистного периода количество скважино-операций по борьбе с осложнениями уменьшится. Результаты расчёта количества необходимых затрат на борьбу с осложнениями в 2017 году при применении труб с полимерным покрытием представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Затраты на борьбу с осложнениями на вновь вводимом фонде скважин при применении НКТ с покрытием

Количество скважин, подверженных обработкам	Название операции	Межочистой период, сут.	Количество операций за 2016 год	Стоимость скважино-операции, тыс. руб.	Итого затрат по методу борьбы с осложнениями, тыс. руб.
9	ЛС	30	108	13	1404
9	АДП	50	66	23	1518
9	ЦА	150	22	7	154
Итого затрат	3076 тыс. руб.				

Определим затраты на внедрение НКТ на вновь вводимом фонде скважин из следующих исходных данных.

Таблица 12 – Исходные данные

Показатель	Значение	Значение за год
Длина подвески НКТ, м	800	–
Количество НКТ на скважину	89	–
Среднесуточный дебит скважин по нефти, тонн/сут.	17,5	51738 тонн
Фактическая средняя наработка обычной НКТ в скважине, сут.	532	–
Средняя наработка НКТ с покрытием, сут.	1200	–
Закупочная цена обычной НКТ, руб./м	1500	10,8 млн руб.
Закупочная цена НКТ с покрытием, руб./т	3000	21,6 млн руб.
Планируемая продолжительность ТРС, бригадо-час	95	
Стоимость 1 бригадо-часа, руб.	12000	7,69 млн руб.
Стоимость обслуживания добывающего оборудования, руб./сут. (не включая борьбу с осложнениями)	4120	13,534 млн руб.
Условно-переменные расходы, всего, руб./т, в том числе	120	6,208 млн руб.
Условно-переменные затраты на подготовку тонны нефти, руб.	60 стоим	3,04 млн руб.
Условно-переменные затраты на добычу и перекачку тонны жидкости, руб.	76 стоим	3,971 млн руб.
Коэффициент эксплуатации скважин	0,9	–
Обводнённость продукции, %	1,0	–
НДПИ, руб./т	919	47,547
Цена реализации нефти без НДС (сорт нефти ВСТО), руб./т	11500	665,69 млн руб.

Рассчитаем затраты на внедрение НКТ и добычу 1 тонны нефти при различных видах применяемых НКТ.

Таблица 13 – Характеристика затрат

Количество внедряемых подвесок	Затраты на закупку и внедрение НКТ, млн руб.		Затраты на добычу 1 тонны нефти, руб.	
	ТС3000F	обычные НКТ	ТС3000F	обычные НКТ
9	29,29	18,49	5177,6	5317

Проведённые расчёты доказывают эффективность применения труб с полимерным покрытием. Внедрение труб с покрытием ТС3000F обеспечит экономию средств за счёт снижения затрат на добычу 1 тонны нефти. Результаты расчётов занесём в таблицу 14.

Таблица 14 – Расчёт экономической эффективности предлагаемых мероприятий

Годовой экономический эффект, млн руб.	Период окупаемости дополнительных затрат на покупку с НКТ с покрытием	Средняя наработка НКТ с покрытием, сут.	Экономический эффект от внедрения НКТ с покрытием, млн руб.
7,185	243 сут.	1200	12,87

На основании расчёта эффективности применения труб с покрытием ТС3000F на вновь вводимом фонде скважин можно заключить, что применение данного вида НКТ является экономически обоснованным. Экономический эффект заключается в снижении затрат на борьбу с АСПО и солеотложениями на добывающем фонде скважин. Экономический эффект от внедрения труб с покрытием ТС3000F составляет 7,185 млн руб./год за весь период эксплуатации 9 внедряемых подвесок НКТ до их планового извлечения из скважин составит 12,87 млн руб. Срок окупаемости дополнительных затрат, связанных с закупкой и внедрением НКТ, составит 243 сут.

Литература:

1. Антониади Д.Г., Савенок О.В., Шостак Н.А. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений : учебное пособие. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 203 с.
2. Булатов А.И., Савенок О.В. Заканчивание нефтяных и газовых скважин: теория и практика. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 539 с.
3. 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.
4. Булатов А.И., Волощенко Е.Ю., Кусов Г.В., Савенок О.В. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.
5. 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.
6. 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.
7. 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.
8. Булатов А.И., Качмар Ю.Д., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Освоения нафтових і газових свердловин. Наука і практика : монографія. – Львів : Сполом, 2018. – 476 с.
9. Кащавцев В.Е., Мищенко И.Т. Солеобразование при добыче нефти. – М. : Издательство «Недра», 2004. – 402 с.
10. Савенок О.В. Оптимизация функционирования эксплуатационной техники для повышения эффективности нефтепромысловых систем с осложнёнными условиями добычи. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013. – 336 с.
11. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
12. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГУ», 2019.
13. Березовский Д.А., Лаврентьев А.В., Савенок О.В., Кошелев А.Т. 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 // 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 // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – № 2. – С. 53–73.

16. Гайсин А.В., Фаресов А.В. Исследования эффективности ингибиторов асфальтосмолопарафиновых отложений // 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. – 2018. – Ч. 1. – С. 111–113.

17. Гайсин А.В., Фаресов А.В. Борьба с асфальтосмолопарафиновыми отложениями в нефтегазовой отрасли // 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. – 2018. – Ч. 1. – С. 114–117.

18. Ладенко А.А. Очистка от отложений солей // 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. 216–218.

19. 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.

20. Омельченко Н.Н., Иолчуев А.М., Савенок О.В. Предупреждение и ликвидация отложений солей при добыче нефти на Ключевом месторождении // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – № 4. – С. 27–52.

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 (24–29 мая 2010 года, Геленджик, Краснодарский край); 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. Савенок О.В. Проблема солеотложения – общие принципы и особенности конкретных решений // Политематический сетевой электронный научный журнал Кубанского государственного аграрного университета (Научный журнал КубГАУ). – Краснодар : КубГАУ, 2013. – № 03 (87). – URL : <http://ej.kubagro.ru/2013/03/pdf/41.pdf>

24. Савенок О.В. Использование колтюбинговых технологий для удаления гидратных пробок и растепления скважин // 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. 261–264.

25. Салов С.А., Очередько Т.Б. Обоснование технологий борьбы с солеотложениями в скважинах Мамонтовского нефтяного месторождения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – № 4. – С. 51–73.

26. Шарыпова Д.Д., Савенок О.В. Основные методы и решения проблемы солеотложения // Материалы 8-й научно-технической конференции молодых специалистов филиала «Краснодар бурение» «Новые технологии в бурении скважин» (18–19 апреля 2013 года, г. Краснодар, пос. Яблоновский).

27. 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.

28. Savenok O.V., Kusov G.V., Likhacheva O.N., Al Maari Majd. To the question about geological and environmental problems of exploration and operational drilling for oil and gas // International Educational Applied Scientific Research Journal (IEASRJ) Volume 2, Issue 11, Nov 2017, p. 6-11, URL : <http://ieasrj.com/journal/index.php/ieasrj/article/view/74/65>

References:

1. Antoniadi D.G., Savenok O.V., Shostak N.A. Theoretical bases of development of oil and gas fields: manual. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2011. – 203 p.
2. Bulatov A.I., Savenok O.V. Completion of oil and gas wells: theory and practice. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2010. – 539 p.

3. Bulatov A.I., Kusov G.V., Savenok O.V. Asfalto-smolo-parafinovyye deposits and hydrate formations: prevention and removal in 2 volumes : manual. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2011. – Т. 1–2.
4. Bulatov A.I., Voloshchenko E.Yu., Kusov G.V., Savenok O.V. Ecology at construction of oil and gas wells : manual for students of higher education institutions. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2011. – 603 p.
5. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repairs of oil and gas wells in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2012–2015. – Т. 1–4.
6. Bulatov A.I., Savenok O.V. A workshop on discipline «Completion oil and gas wells» in 4 volumes : manual. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2013–2014. – Т. 1–4.
7. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Scientific bases and practice of development of oil and gas wells. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2016. – 576 p.
8. Bulatov A.I., Kachmar Yu.D., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Osvoennyya naftovikh i gazovikh sverdlovin. Science i practice : monograph. – L'viv : Spol, 2018. – 476 p.
9. Kashchavtsev V.E., Mishchenko I.T. Salt formation at oil production. – M. : Nedra publishing house, 2004. – 402 p.
10. Savenok O.V. Optimization of functioning of the operational equipment for increase in efficiency of oil-field systems with the complicated production conditions. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2013. – 336 p.
11. Savenok O.V., Kachmar Yu.D., Yaremychuk R.S. Oil and gas engineering at development of wells. – M. : Infra-Inzheneriya, 2019. – 548 p.
12. Savenok O.V., Ladenko A.A. Development of oil and gas fields. – Krasnodar : Prod. FGBOOU VO of «KubGTU», 2019.
13. Berezovsky D.A., Lavrentyev A.V., Savenok O.V., Koshelev A.T. Development of physical and chemical models and methods of forecasting of a condition of breeds collectors // Oil economy. – 2014. – № 9. – С. 84–86.
14. Berezovsky D.A., Samoylov A.S., Bashardust Mohammad Daud. The analysis of work of the wells complicated by formation of asfalto-smolo-paraffin deposits on the example of the Matrosovsky field and development of recommendations about application of methods of fight with the EXPERT POE // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – № 3. – P. 124–141.
15. Berezovsky D.A., Kusov G.V., Savenok O.V. Actions for fight against ASPO in the production wells equipped with ShSNU on the Stepanovsky field // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing house – the South, 2018. – № 2. – P. 53–73.
16. Gaixing A.V., Faresov A.V. Researches of efficiency of inhibitors asfaltosmoloparafinovykh of deposits // Bulatovsky readings: materials II of the International scientific and practical conference (on March 31, 2018) in 7 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2018. – Т. 2 in 2 h: Development of oil and gas fields. – 2018. – Part 1. – P. 111–113.
17. Gaixing A.V., Faresov A.V. Fight against asfaltosmoloparafinovy deposits in the oil and gas industry // Bulatovsky readings: materials II of the International scientific and practical conference (on March 31, 2018) in 7 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2018. – Т. 2 in 2 h: Development of oil and gas fields. – 2018. – Part 1. – P. 114–117.
18. Ladenko A.A. Cleaning of deposits of salts // Bulatovsky readings: materials II of the International scientific and practical conference (on March 31, 2018) in 7 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2018. – Т. 2 in 2 h: Development of oil and gas fields. – Part 1. – P. 216–218.
19. Mazhnik V.I., Leshkovich N.M. Improvement of technologies of fight against ASPO on the Vankorsky field // Bulatovskiyе of reading: materials II of the International scientific and practical conference (on March 31, 2018) in 7 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2018. – Т. 2 in 2 h: Development of oil and gas fields. – Part 1. – P. 227–232.
20. Omelchenko N.N., Iolchuyev A.M., Savenok O.V. Prevention and elimination of deposits of salts at oil production on the Key field // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing house – the South, 2018. – № 4. – P. 27–52.
21. Savenok O.V., Kusov G.V. The analysis of efficiency of application of methods of fight against ASPO on a well stock of LLC RN-Krasnodarneftegaz / Modern technologies of workover and increase in oil recovery and layers. Prospects of development : Collection of reports of the 5th International scientific and practical conference (on May 24–29, 2010, Gelendzhik, Krasnodar Krai); LLC Nitpo Scientific and Production Firm. – Krasnodar : LLC Nitpo Scientific and Production Firm, 2010. – P. 279–282.

22. Savenok O.V., Ponomaryov D.M. The analysis of the existing methods of fight against asphaltomoloparafinovy deposits (ASPO) at oil production // the Scientific and technical magazine «Stroitelstvo Neftyanykh I Gazovykh Skvazhin Na Sushe I Na More». – M. : VNIIOENG, 2011. – № 9. – P. 32–37.

23. Savenok O.V. Problema of salt sedimentation – the general principles and features of concrete decisions // the Polythematic network online scientific magazine of the Kuban state agricultural university (The scientific magazine of KubGAU). – Krasnodar : KubGAU, 2013. – № 03 (87). – URL : <http://ej.kubagro.ru/2013/03/pdf/41.pdf>

24. Savenok O.V. Ispolzovaniye the kolyubingovykh of technologies for removal of hydrate traffic jams and thawing of wells // Bulatovsky readings: materials I of the International scientific and practical conference (on March 31, 2017) in 5 volumes : collection of articles; under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – T. 2: Development of oil and gas fields. – P. 261–264.

25. Salov S.A., Ocheredko T.B. Justification of technologies of fight against salt sedimentations in wells of the Mamontovsky oil field // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – № 4. – P. 51–73.

26. Sharypova D.D., Savenok O.V. Main methods and solutions of the problem of salt sedimentation // Materials of the 8th scientific and technical conference of young specialists of Krasnodar Drilling branch «New technologies in well-drilling» (on April 18–19, 2013, Krasnodar, settlement of Yablonovsky).

27. Bulatov A.I., Kusov G.V., Savenok O.V. Asfalto-smolo-parafinovyye deposits and hydrate formations: prevention and removal // Certificate on the state registration of database № 2013620192. Application № 2012621424. Date of receipt on December 13, 2012. It is registered in the Register of databases on January 9, 2013.

28. Savenok O.V., Kusov G.V., Likhacheva O.N., Al Maari Majd. To the question about geological and environmental problems of exploration and operational drilling for oil and gas // International Educational Applied Scientific Research Journal (IEASRJ) Volume 2, Issue 11, Nov 2017, p. 6-11, URL : <http://ieasrj.com/journal/index.php/ieasrj/article/view/74/65>