



УДК 622.276

МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ДОБЫВАЮЩЕГО ФОНДА СКВАЖИН НА ТАГУЛЬСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

METHODS TO INCREASE EFFICIENCY OF PRODUCTION WELL STOCK ON THE TAGULSKOYE OIL AND GAS CONDENSATE FIELD

Каграманов Артур Геннадьевич

студент направления подготовки 21.04.01
«Нефтегазовое дело», (магистерская программа «Эксплуатация скважин в осложнённых условиях»),
Санкт-Петербургский горный университет
zarazman2017@gmail.com

Савенок Ольга Вадимовна

доктор технических наук,
профессор кафедры разработки и эксплуатации
нефтяных и газовых месторождений,
Санкт-Петербургский горный университет
Savenok_OV@pers.spmi.ru

Аннотация. Для эффективной разработки Тагульского месторождения важно поддерживать добычу в соответствии с утверждёнными документами, однако в процессе разработки встречаются многочисленные осложняющие факторы, приводящие как к затруднению эксплуатации скважин, так и к полному отказу оборудования. Ежегодно уровень затрат на классические методы защиты (ингибирование, тепловые обработки, скребкование и т.д.) от осложняющих факторов только растёт, и в связи с этим возникла потребность поиска решения проблем наиболее эффективным и при этом экономически выгодным методом. При решении этого вопроса возникли альтернативные технологии защиты в противовес текущим, более проверенным методам. Однако их процент использования мал, всего лишь 12 % на весь осложнённый фонд. В статье приведён анализ наиболее существенных осложнений на Тагульском месторождении и методы борьбы с ними.

Ключевые слова: строение продуктивных горизонтов; асфальто-смоло-парафиновые отложения; вынос механических примесей; коррозия на Тагульском месторождении; сульфат-восстанавливающие бактерии; микробиологическая заражённость; варианты бактерицидных обработок.

Kagramanov Arthur Gennadievich

Student training direction 21.04.01
«Oil and gas business» (Master's program
«Operation of wells in complicated
conditions»),
Saint Petersburg mining university
zarazman2017@gmail.com

Savenok Olga Vadimovna

Doctor of Technical Sciences,
Professor of the department of development
and operation of oil and gas fields,
Saint Petersburg mining university
Savenok_OV@pers.spmi.ru

Annotation. For the effective development of the Tagulskoye field, it is important to maintain production in accordance with the approved documents, however, in the development process, there are numerous complicating factors that lead to difficulties in the operation of wells, and to the complete failure of the equipment. Every year, the level of costs for classical methods of protection (inhibition, heat treatment, scraping, etc.) from complicating factors is only growing, and in connection with this, there was a need to find a solution to the problems by the most effective and, at the same time, economically beneficial method. When solving this problem, alternative protection technologies appeared in contrast to the current, more proven methods. However, their percentage of use was small, only 12 % for the entire complicated fund. The article provides an analysis of the most significant complications at the Tagulskoye field and methods of combating them.

Keywords: structure of productive horizons; asphalt-resin-paraffin deposits; removal of mechanical impurities; corrosion at the Tagulskoye field; sulfate-reducing bacteria; microbiological contamination; variants of bactericidal treatments.

Общие сведения о месторождении

Тагульское нефтегазоконденсатное месторождение составляет часть Ванкорского кластера и является собственностью компании ООО «РН-Ванкор», которое было создано ПАО «Роснефть». Разработка месторождения начата в 2009 году.

Месторождение расположено в Восточно-Сибирском экономическом округе, в административном районе Красноярского края (рис. 1). Ближайшими населёнными административными центрами являются: п. Турханск, г. Норильск, г. Дудинка и г. Игарка.

Строение продуктивных горизонтов

Основными продуктивными пластами Тагульского месторождения (рис. 2) являются следующие уровни:

1. Долганский

В кровли выделяются 3 объекта: Дл-I, Дл-II и Дл-III, которые формируют один продуктивный пласт Дл-I-III. Эти формы имеют неоднородность и явственную переходность, что говорит о повышении



Рисунок 1 – Карта месторождения

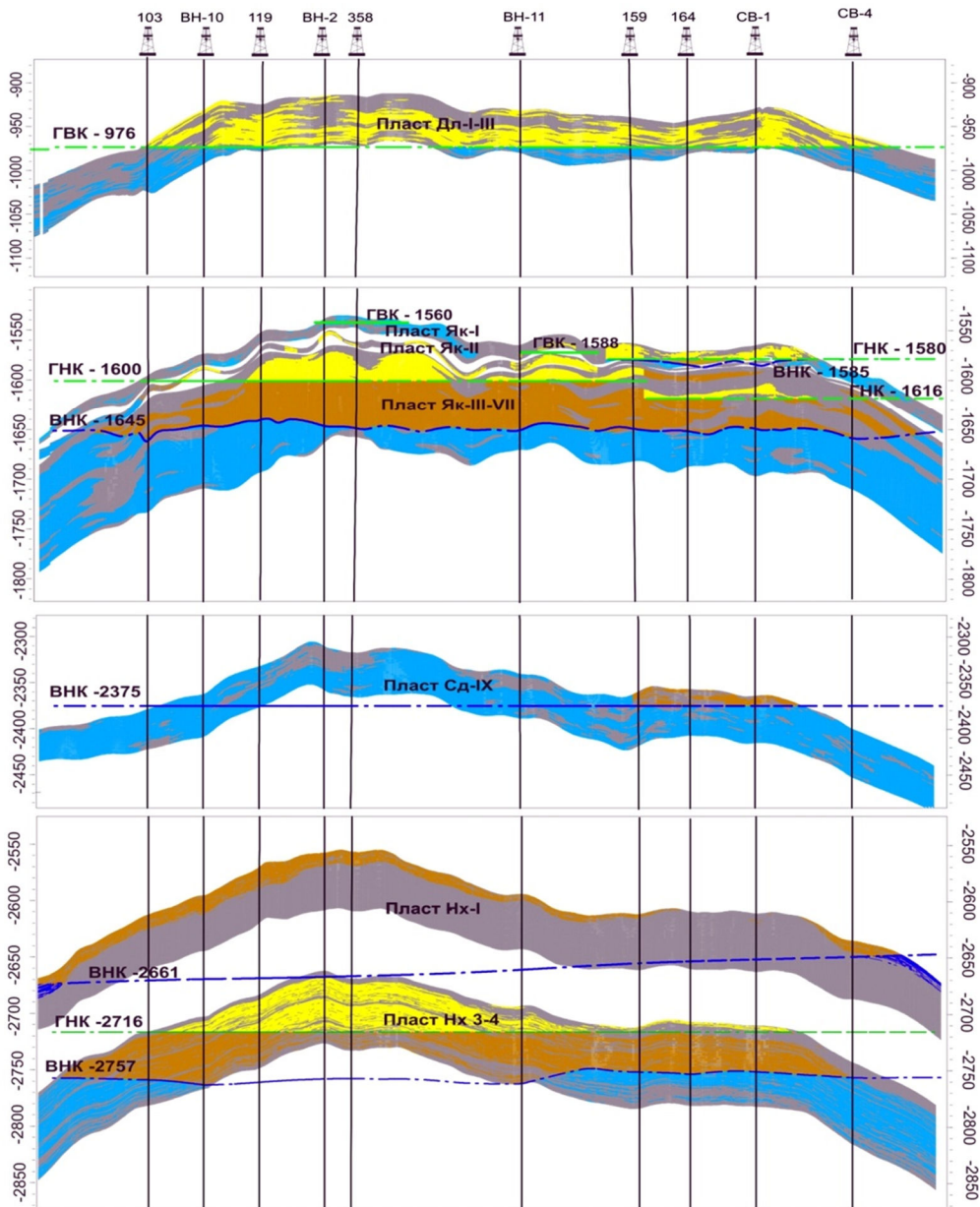


Рисунок 2 – Геологический разрез пластов Тагульского месторождения



уровня моря и, следовательно, влияние его на породу. Судя по этому, можно сказать о наклонности к глинизации и образованию трёхосных тел. Также стоит упомянуть о явном преобладании глины в верхней части пласта и ухудшенных коллекторских свойствах.

2. Яковлевский

Представляет собой 3 продуктивных пласта с неоднородным содержанием углеводорода, которые подразделяются на купола – северные и южные. Сами пласты состоят из песчаников с прослоями алевролита, редко можно заметить известковый песчаник. Песчаники не обладают высокой цепкостью и бывают разбавлены глинистым цементом, который также связывает алевролит. Изолятором УВ является глинистый аргиллит.

3. Суходудинский

Продуктивный пласт Сд-IX основан на побережно-морских фациях осадконакопления под воздействием приливо-отливных течений; представлен фациями отмелей. Пласт Сд-IX выделяется по части собственных данных в северном и южном куполе месторождения. Единая и эффективная мощность пласта северного купола 44/35 (общая мощность / эффективная мощность), эффективная толщина меняется от 25 м вплоть до 43 м, раздробленность пласта в среднем от 7,1 м (от 2 вплоть до 13 пропластков), неоднородность 0,20. Песчаность северного купола меняется от 0,64 вплоть до 0,97 и в среднем составляет 0,81.

4. Нижнехетский

Пласты-коллекторы Нх-IV, Нх-III и Нх-I нижнехетской свиты состоят из неглубоко-морских и побережно-морских фаций с обширным формированием барьерных островов и даже вдольбереговых баров. Для их образования свойственна однонаправленность динамики формирования водоёма седиментации с одним лишь только различием, что при создании пластов Нх-IV и Нх-I она имела регрессивный вид, но при создании Нх-III – трансгрессивный. Седиментация пластов совершалась в прямой непосредственности от прибрежной полосы, и предполагается непростое баровое сочетание, основанное сливающимися и линейно тянущимися алевропесчаными корпусами.

Асфальто-смоло-парафиновые отложения

Пробы со скважин Тагульском месторождения отобраны на компонентный состав отложений. Анализ проб показал следующее.

На кусте 2 проба скважины № 340 показала наличие кальцита, кварца и АСПО (11 %). Неорганическая часть пробы (89 %) представлена порошковатыми и тонкими корковидными частицами кальцита буровато-серого цвета. Поверхность частиц покрыта устойчивым налётом гидроксидов железа. В количестве 1–2 % присутствуют зёрна кварца размером 0,1–0,5 мм (преобладают зёрна размером 0,2–0,3 мм).

На кусте 4 проба скважины № 356 показала наличие кварца, кальцита и АСПО (26 %). Неорганическая часть пробы (74 %) почти полностью представлена зёрнами кварца следующих гранулометрических классов крупности:

- 1) больше 0,5 мм – нет;
- 2) 0,5–0,25 мм – 45 %;
- 3) 0,25–0,16 мм – 42 %;
- 4) 0,16–0,1 мм – 13 %;
- 5) меньше 0,1 мм – нет.

В небольшом количестве (2–3 %) встречаются корковидные выделения кальцита толщиной менее 1 мм, сложенные плотным мелкозернистым агрегатом карбоната кальция светло-серого цвета.

На кусте 1 проба скважины № 370 показала наличие кварца и АСПО (23 %). Неорганическая часть пробы (77 %) полностью представлена зёрнами кварца следующих гранулометрических классов крупности:

- 1) больше 0,5 мм – нет;
- 2) 0,5–0,25 мм – 25 %;
- 3) 0,25–0,16 мм – 30 %;
- 4) 0,16–0,1 мм – 32 %;
- 5) меньше 0,1 мм – 13 %.

На кусте 5 проба скважины № 380 показала наличие кварца и АСПО (10 %). Неорганическая часть пробы (90 %) полностью представлена зёрнами кварца следующих гранулометрических классов крупности:

- 1) больше 0,5 мм – 6 %;
- 2) 0,5–0,25 мм – 40 %;
- 3) 0,25–0,16 мм – 45 %;
- 4) 0,16–0,1 мм – 8 %;
- 5) меньше 0,1 мм – 1 %.

Наличие отложений кальцита наблюдается в силовом кабеле УЭЦН и моторе УЭЦН, т.е. в тех элементах оборудования, которые подвергаются интенсивному нагреву в процессе добычи. Присут-



ствии в отложениях с рабочих колёс УЭЦН на данный период времени зёрен кварца различного гранулометрического состава.

Комплекс аналитических исследований проб нефти состоял из определения таких основных показателей как кинематическая вязкость при температурах 10, 20, 30, 40, 50 °С, плотность при тех же значениях температуры, содержание парафинов, смол и асфальтенов.

Критерием корректности определения плотности и вязкости служит корреляция этих параметров (рис. 3).

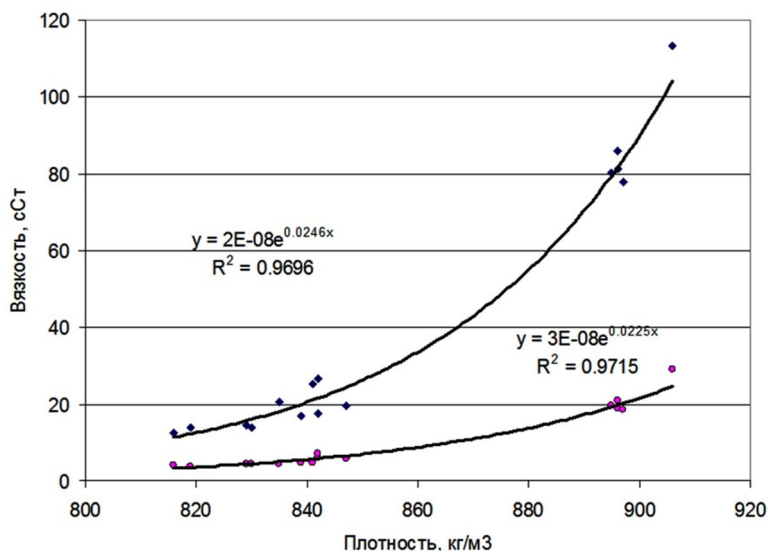


Рисунок 3 – Зависимость вязкости проб нефти Тагульского месторождения от плотности при температуре 20 и 50 °С

Плотность проб нефти варьируются от 814 до 904 кг/м³. Следует заметить, что содержание асфальтенов в нефти высокое (более 3 %), а содержание смол, являющихся естественными стабилизаторами агрегативной устойчивости асфальтенов – 1,26–2,79, что является весьма низким. Для стабилизации асфальтенов необходимо, чтобы смол было в 2,5–3,5 раза больше. Таким образом, можно сделать вывод, что агрегативная стабильность нефти низкая и изменение давления, температуры и особенно разгазирования нефти приводит к нарушению стабильности асфальтенов и формированию АСПО при её подъёме по стволу скважины. Проблема формирования твёрдой фазы в нефти усложняется ещё тем, что среднее содержание парафинов в пробах нефти составляет 3,72 %, что соответствует температуре насыщения нефти парафином $t_{нп}$ и начала формирования парафина 14–15 °С. Реально эта температура зависит от компонентного состава парафинов, свойств нефти и агрегативной устойчивости асфальтенов.

Косвенная оценка формирования твёрдой фазы получена из реологических исследований. Учитывая факт большого разброса данных по фазообразованию парафина и тот факт, что температура нефтяного потока на устье скважины больше 0 °С, возникает вопрос о природе формирующихся отложений на стенках НКТ, особенно тех скважин, нефть которых не является насыщенным парафином, т.е. нефти, которая имеет температуру насыщения нефти парафином ниже 0 °С.

Выше упоминалось, что нефти по данным анализа имеют высокое содержание асфальтенов и при относительно низком содержании смол асфальтеновые комплексы, состоящие из асфальтена, смол и парафина, не являются стабильными. Выпадение асфальтенов, плохо растворяющихся в углеводородах, инициируется изменением давления при поступлении нефти из пласта в скважину и ещё более интенсифицируется при разгазировании. Очевидно, что отложения асфальтенового типа будут иметь место в призабойной зоне пласта и практически по всему стволу скважины, увеличиваясь в точке выделения газа. Состав АСПО представлен в таблице 1.

Скважины №№ 132 и 137 относятся к асфальтеновым отложениям.

Таблица 1 – Состав АСПО с осложнённых скважин

№ скважины	Навеска АСПО, г	Асфальтены		Смолы		Парафины		Нефтяные компоненты	
		масса, г	% навески	масса, г	% навески	масса, г	% навески	масса, г	% навески
132	0,7474	0,1680	22,5	0,0852	11,4	0,1347	18,0	0,3595	48,1
137	0,5522	0,1325	24,0	0,0684	12,4	0,0862	15,6	0,2651	48,0



Определена температура плавления АСПО и выделенных из отложений парафинов. Температура плавления парафиновых углеводородов находится в интервале 40–49 °С, что характерно для нефтяных месторождений Западной и Восточной Сибири. Температура плавления АСПО, из которых выделены парафины, выше температуры плавления самих парафиновых углеводородов, что связано с присутствием в АСПО высокоплавких асфальтенов.

По численной зависимости количества углеродных атомов в молекуле парафина и его температуры плавления

$$C = 11,63 \cdot e^{0,0148 \cdot T}$$

где C – число углеродных атомов в молекуле парафина; T – температура плавления парафина, °С.

Рассчитано среднее число углеродных атомов в молекуле парафина и средняя молекулярная масса парафиновых углеводородов из осложнённых скважин Тагульского месторождения. Результаты определения приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Температура плавления отложений и средняя молекулярная масса парафина

Номер скважины	Температура плавления, °С		Среднее число углеродных атомов в парафине	Средняя молекулярная масса парафина
	АСПО	парафина		
132	51	48	24,7	348
137	46	47	23,0	324

Таким образом, можно констатировать, что парафиновые углеводороды, откладывающиеся в скважинах Тагульского месторождения, имеют химическую формулу $C_{21}H_{44} - C_{27}H_{56}$.

Проведённый расчёт критической концентрации асфальтенов в нефти Тагульского месторождения по программе PVTsim13 с учётом имеющихся различных данных по составу пластовой нефти показывает, что критической концентрацией, выше которой наблюдается выпадение асфальтенов из нефти Тагульского месторождения, для нефти пласта Як III–VII является величина – 6,0–7,5 %, а для нефти пласта НХ III–IV – 0,5–0,7 %.

Таким образом, с учётом ранее определённого содержания асфальтенов в пробах дегазированной нефти можно прогнозировать выпадение асфальтенов при добыче нефти из пластов Нижнехетской свиты. На рисунках 4 и 5 показано, что в пластовых условиях нефти пластов данной свиты нестабильны в отношении содержащихся в них асфальтенов и при подъёме нефти по лифту скважины будет происходить их выпадение. Выделяющиеся из нефти асфальтены, сокристаллизуясь с парафинами и смолами, образуют отложения в лифтовых трубах добывающих скважин.

Среди факторов, влияющих на интенсивность выпадения АСПО, можно выделить следующие:

- снижение давления в области забоя и связанное с этим нарушение гидродинамического равновесия газожидкостной системы;
- интенсивное газовыделение;
- уменьшение температуры в пласте и стволе скважины;
- изменение скорости движения газожидкостной смеси и отдельных её компонентов;
- состав углеводородов в каждой смеси фаз;
- соотношение объёмов фаз;
- состояние поверхности труб.

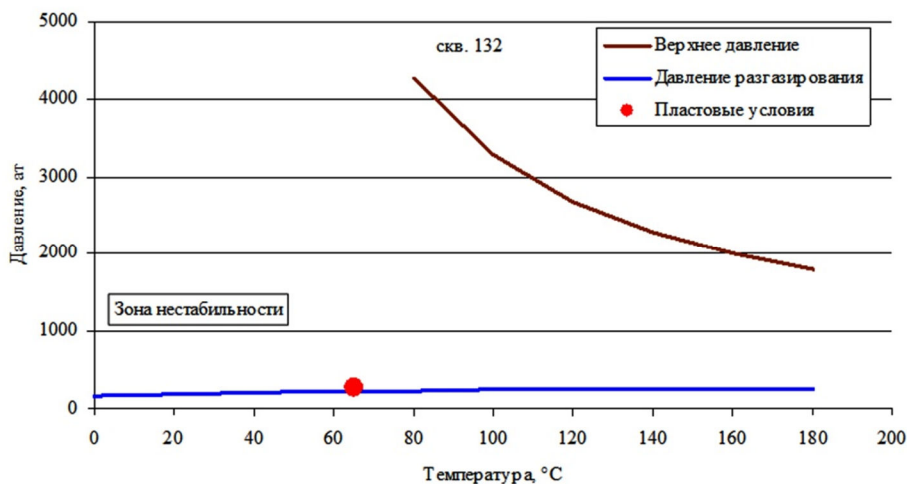


Рисунок 4 – Зона нестабильности нефти в скважине № 132 в отношении выпадения асфальтенов

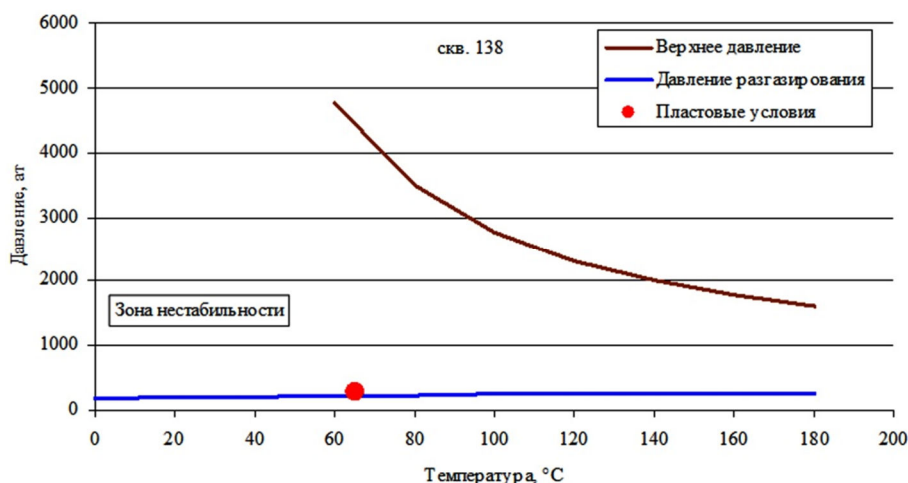


Рисунок 5 – Зона нестабильности нефти в скважине № 137 в отношении выпадения асфальтенов

Согласно ранее выполненным исследованиям, температура в лифте скважин превышает температуру насыщения нефти парафином. В этой связи появление парафиновых отложений в скважинах связано с совместным отложением выпавших асфальтенов и их ассоциатов со смолами и парафиновыми углеводородами на внутренней поверхности НКТ.

Существенную роль в формировании отложений играет скорость движения газожидкостного потока в НКТ. Как установлено различными исследованиями, зависимость интенсивности отложения АСПО от скорости потока имеет экстремальный характер с прохождением максимума. Это связано с тем, что при увеличении скорости потока (дебита скважины) по восходящей ветви увеличивается количество выпавших отложений, эта величина достигает максимума, а затем начинает снижаться из-за срыва отложений при высоких скоростях потока. Максимум выпадения АСПО приходится на величины критерия Рейнольдса $Re = 1000-1500$, т.е. при ламинарном режиме движения потока скважинной продукции.

Расчёт режимов движения потока скважинной продукции в осложнённых скважинах показал, что в подавляющем большинстве наблюдается турбулентный режим движения газожидкостной смеси в НКТ.

В условиях высокой турбулизации потока добываемой скважинной продукции выпавшие агломераты асфальтенов претерпевают диспергирование и возможность дальнейшей ассоциации со смоло-парафиновыми углеводородами. Таким образом, может наблюдаться увеличение интенсивности выпадения АСПО в скважинах с повышением их дебита в условиях высокой турбулизации потока и интенсивного осаждения асфальтенов. Для подтверждения этих предположений проведён анализ влияния эксплуатационных параметров работы скважин на их МОП работы.

На основании сопоставления информации по МОП работы скважин способом скребкования и содержанием КВЧ в скважинной продукции с условиями эксплуатации скважин получены следующие корреляционные зависимости.

- взаимосвязь дебита скважин с МОП их работы по удалению АСПО;
- взаимосвязь КВЧ с дебитом скважинной продукции.

Вынос механических примесей

Условия выноса песка из скважин на поверхность имеет вид:

$$\varepsilon = \frac{V_{ж}}{V_{се}} \geq 2,0...2,5,$$

где $v_{ж}$ – скорость восходящего потока жидкости; $v_{се}$ – скорость свободного осаждения песчинки с расчётным диаметром, равным среднему диаметру наиболее крупной фракции, составляющей около 20 % всего объёма песка.

По мере износа ступеней рабочих колёс происходит естественное снижение коэффициента подачи УЭЦН. На рисунке 6 показан характер снижения коэффициента подачи насоса во времени по скважине № 36 ВЗ. Видно, что уже через 2 месяца эксплуатации коэффициент подачи снизился более чем на 40 %.

Одним из основных методов анализа породы коллектора с целью выбора подхода к контролю пескопроявлений является гранулометрический анализ зерна. Гранулометрический анализ предусматривает определение количественного содержания в породе частиц различных размеров. Для Долганской свиты результаты определения гранулометрического состава пород были получены по 8-ми скважинам, а для Насоновской свиты – по 1-й.

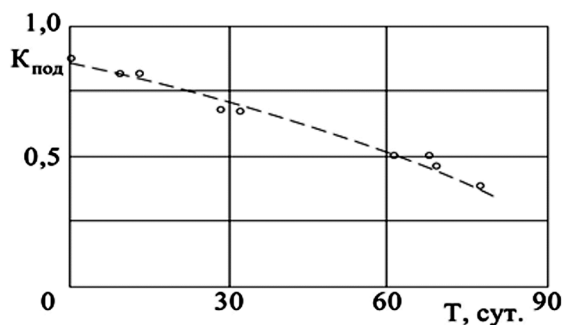


Рисунок 6 – Характер снижения коэффициента подачи насоса НС 12500 ARC в скважине № 36 ВЗ ЦДНГ-1 при содержании твёрдых взвешенных частиц в воде около 3000 мг/л

Путём обработки 82 проб керна из 8 скважин Долганской свиты и 14 проб керна из 1-й скважины Насоновской свиты были получены распределения частиц по весу.

Данные распределения позволяют определить диапазон размеров частиц керна, а также визуально оценить, какой диаметр щели (сетки) фильтра необходим для задержания основной массы частиц. Видна существенная дисперсия распределения частиц по размерам. Измерения показали отсутствие корреляции гранулометрического состава с глубиной.

Гранулометрический состав как для каждой из свит, так и для проб одной свиты, отобранных с разной глубины, представлены неоднородным составом. Потому предлагается усреднить данные характеристик для каждой свиты (рис. 7).

Исходя из рекомендаций производителя фильтров, анализа имеющегося в мировой практике опыта, разработан алгоритм подбора фильтрующих устройств (матрица диапазонов применимости технологий – МДПТ) который имеет вид, представленный на рисунке 8.

В данной матрице диапазонов применимости технологий контроля пескопроявлений, исходя из двух характеристик керна, предлагается ряд технологий для ограничения выноса песка.

Следует отметить, что в ряде случаев возможно не единственное решение задачи: так, для очень мелкого песка при коэффициенте однородности менее 5 возможно использование как многослойных сетчатых фильтров, так и гравийной набивки или расширяемых фильтров.

Для пластов Долганской свиты рекомендуется использование гравийной набивки или расширяемых фильтров, а для пластов Насоновской свиты возможно также использование многослойного сетчатого фильтра. В силу технических сложностей с оперативной организацией гравийной набивки решено было остановиться на использовании для контроля пескопроявлений фильтров различных типов. В силу множественности решения задачи было принято решение о проведении опытных испытаний с целью выбора наилучшей технологии по контролю пескопроявлений.

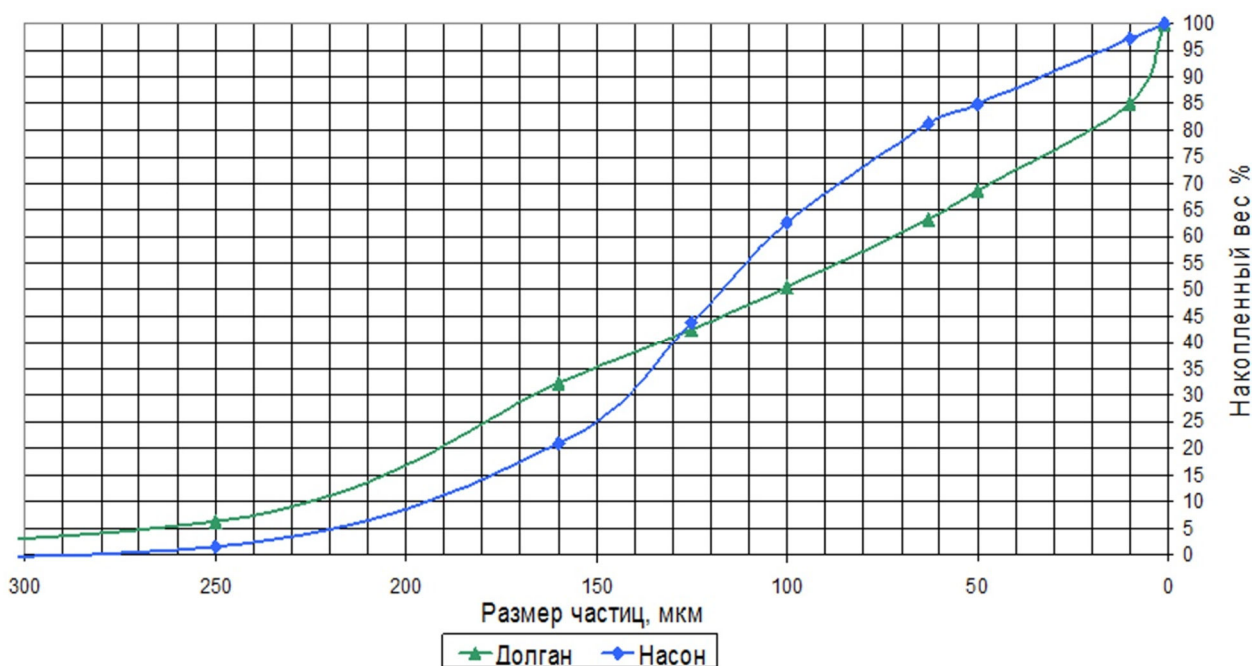


Рисунок 7 – Осреднённые кривые распределения частиц для каждой из свит

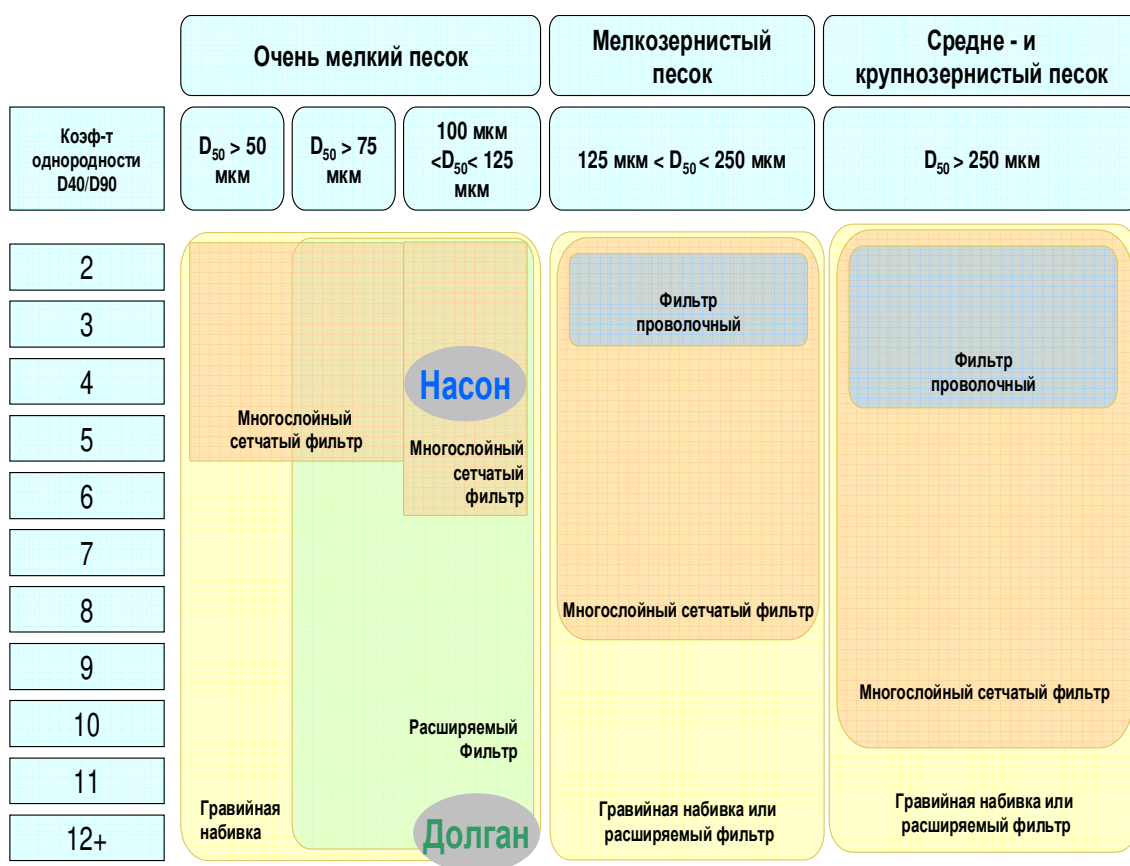


Рисунок 8 – Алгоритм подбора фильтрующих устройств

В течение 2010 года проведены опытно-промышленные испытания фильтров различной конструкции: щелевые – двух типов (Iщ и IIщ) и многослойные сетчатые – также двух типов (Iс и IIс). Основные технические требования состоят в следующем:

- пропускная способность фильтра как для сетчатого, так и для щелевого должна превышать 2000 м³ в сутки;
- общая длина компоновки 200 метров, эффективная длина сетчатого и щелевого фильтра должна быть больше 160 метров;
- фильтр сетчатого типа включает 2 слоя сетки с точностью фильтрации 100 мкм (фильтрующая сетка) и 200 мкм (дренажная сетка) каждый;
- фильтр щелевого типа включает щель шириной 100 мкм.

На рисунке 9 представлены результаты испытаний при выводе скважин на режим. Значения ТВЧ усреднены посуточно. Во всех случаях отмечается постепенное снижение ТВЧ после запуска установки.

По скважинам, в которых установлены фильтры типа В3-12, Iс, (поз. d на рис. 9), для наглядности построена диаграмма изменения выноса ТВЧ во времени для определения характера изменения работоспособности данного фильтра. Тренд показывает на постепенное снижение работоспособности фильтра.

Исходя из тренда изменения расхода мехпримесей во времени по всем типам фильтров, а также их конечных значений, можно констатировать, что наилучшие результаты были получены при использовании многослойного сетчатого фильтра (поз. d).

В результате внедрения противопесочных фильтров на забоях скважин Тагульского месторождения в течение 12 месяцев удалось увеличить среднюю наработку УЭЦН на отказ с 16 сут. (без использования фильтров) до 77 сут. Вынос механических примесей на начальной стадии на скважинах со спущенными фильтрами значительно ниже по сравнению с ТВЧ на скважинах, работающих без фильтров (рисунок 10). Среднее значение ТВЧ составляет: 1800 мг/л на скважинах с проволочными фильтрами, 600 мг/л на скважинах с сетчатыми фильтрами, 10000 мг/л на скважинах без фильтров. После стабилизации режима работы и создания естественного фильтрующего прослоя в призабойной зоне (15 дней на скважинах с сетчатыми фильтрами, 30 дней на скважинах с проволочными фильтрами) наблюдается снижение количества ТВЧ до 200 мг/л.

На основании проведенных мероприятий по опытно-промышленным испытаниям противопесочных фильтров принято решение оборудовать весь фонд водозаборных скважин Тагульского ме-



сторождения забойными фильтрами сетчатого типа. Количество скважин, эксплуатируемых с помощью сетчатых фильтров, увеличилось с 1-й до 27-ми за последний год.

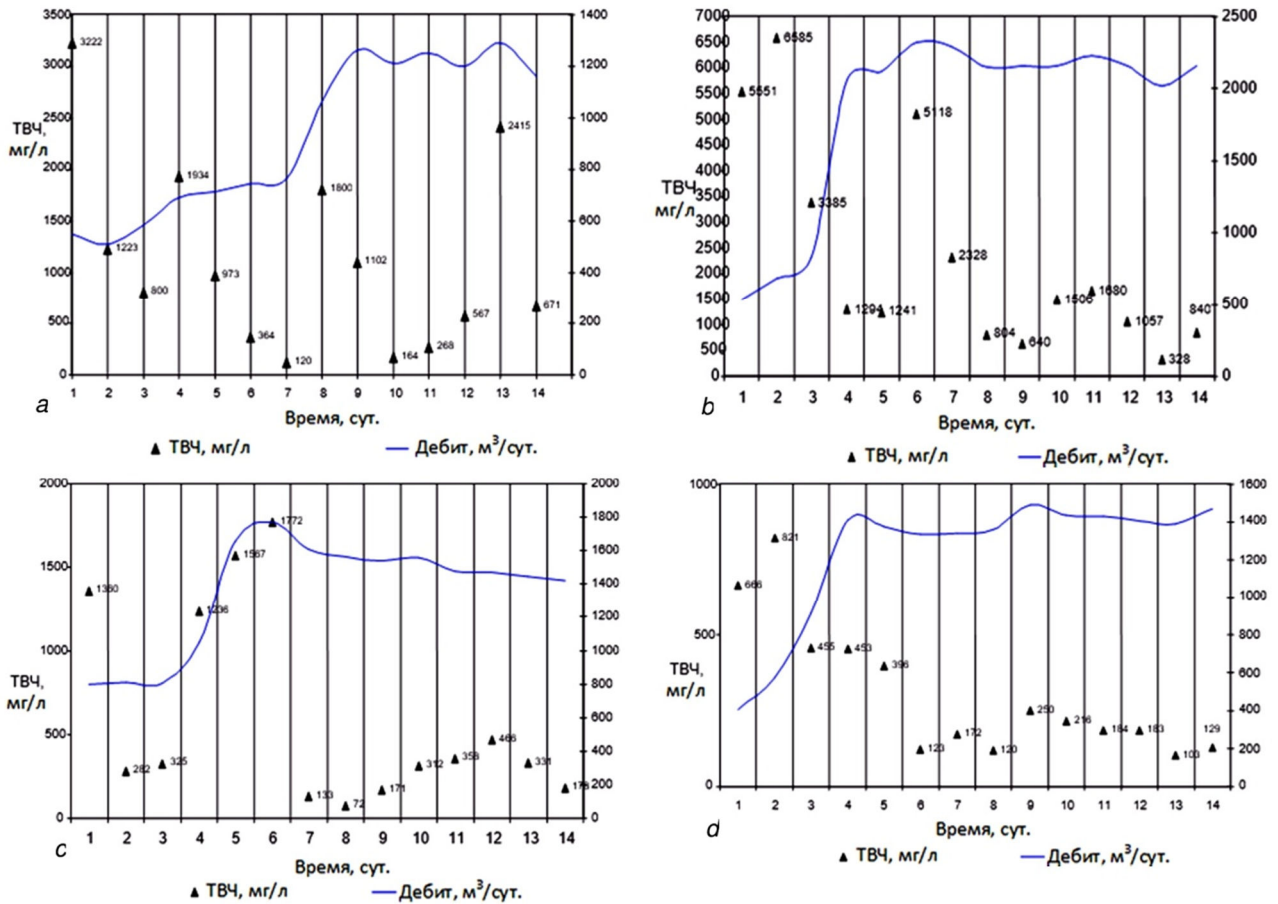


Рисунок 9 – Динамика изменения усреднённого значения ТВЧ при ВНР:
 а – скважины В3-4 (фильтр Iц); б – скважины В3-3 (фильтр IIц),
 в – скважины В3-5 (фильтр IIс); г – скважины В3-12 (фильтр Iс)

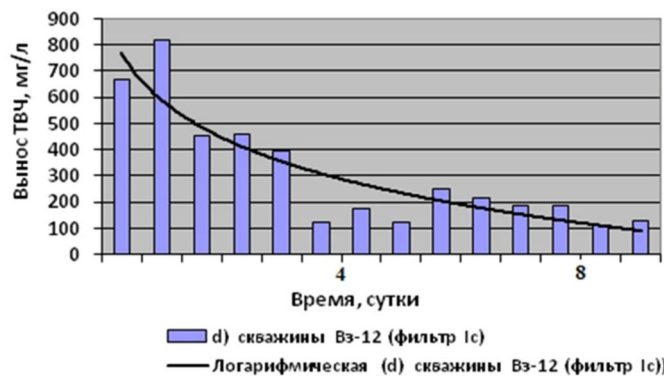


Рисунок 10 – Диаграмма изменения выноса твёрдых взвешенных частиц во времени и линия тренда

Изначально проектная конструкция водозаборных скважин не предусматривала использования каких-либо средств для контроля выноса песка, что привело к низким наработкам УЭЦН на отказ (вплоть до 16 сут.), невозможности обеспечения требуемых уровней закачки и риску невыполнения всей программы ППД на Тагульском месторождении.

Своевременный анализ granulometric composition of the core, understanding the geological structure of the water-bearing layers, as well as the use of matrix ranges of applicability of technologies allowed to reasonably approach the choice of technology for the control of sand production. The uniqueness of the solution of this task was eliminated by the conduct of tests of different types of filters, the results of which multi-layered mesh filters were recognized as the best choice for the control of sand production. As a result, the service life of the pumpjack on failure increased 5 times and reached



77 сут. Появилась возможность обеспечить необходимые уровни добычи воды, а значит, и закачки для системы ППД. Снижение КВЧ в воде с водозаборных скважин позволило существенно упростить её подготовку и обеспечить характеристики, необходимые для закачки её в нефтенасыщенные пласты на Тагульского месторождении.

Коррозия

Одним из возможных факторов ускоренной коррозии может являться микробиологическая коррозия. По данным различных литературных источников на долю биокоррозии приходится от 50 до 80 % коррозионных повреждений трубопроводов. Основная опасность микробных сообществ (биоценозов), развивающихся в нефтепромысловом оборудовании, заключается в локализации коррозионных процессов. Сероводород, выделяемый сульфатвосстанавливающими бактериями (СВБ), реагирует с ионами железа с образованием сульфидов. Контакт сульфида железа со сталью образует гальванопару, в которой анодом является металл поверхности корродирующего оборудования, а катодом – сульфид железа. Электродвижущая сила макрогальванопар может достигать 0,2–0,4 В, а скорость локальной коррозии металла – 5–10 мм/год.

Закрепляясь на металлической поверхности, СВБ формируют объёмные колонии, продуцирующие сероводород. На действующем нефтепромысловом оборудовании сообщества СВБ имеют вид множества бугорков микронных размеров, разбросанных главным образом на горизонтальной поверхности днищ резервуаров, ёмкостей и в нижней части сечения трубопроводов. При удалении с такого бугорка продуктов коррозии под ним в металле обнаруживаются язвы различной глубины. Поскольку колония бактерий закреплена непосредственно на металле и покрыта осадком, в том числе и продуктами коррозии, её метаболический обмен со средой осуществляется через этот пористый осадок: из среды к бактериям поступают ионы сульфата и компоненты нефти, а от них в среду – сероводород. При бактериальном восстановлении сульфатов происходит накопление в среде сероводорода и сульфидов, в результате чего имеет место сульфидная коррозия металла.

Отмечена высокая микробиологическая заражённость СВБ попутно добываемых и закачиваемых вод. Наибольший уровень заражённости выявлен на скважинах Яковлевской свиты III–VII и Нижнехетской свиты III–IV: в среднем 10^4 – 10^5 кл./см³, чуть ниже заражённость скважин Нижнехетской свиты I: в среднем 10^3 кл./см³. Заражённость водозаборных скважин ниже, чем добывающих: по Долганской свите I–III она в среднем составила 10^2 – 10^3 кл./см³, по свите ДлI-Нс – лишь единицы клеток/см³. Однако в смешанной воде, поступающей для ППД, уровень заражённости СВБ достаточно высокий и примерно соответствует уровню заражённости в добывающих скважинах. Имеющийся уровень микробиологической заражённости позволяет отнести этот фактор к существенным в коррозионном процессе.

Методы борьбы с биокоррозией подразделяются на физические и химические. К физическим методам борьбы с СВБ относятся рентгеновское и ультрафиолетовое облучение, воздействие ультразвуком, радиационное облучение λ -, β -, γ -лучами, тепловое воздействие, а также применение токов высокой частоты.

В нефтегазовой промышленности наибольшее применение нашла обработка заражённых микроорганизмами сред химическими веществами – бактерицидами. Указанные реагенты должны обладать высоким бактерицидным эффектом, в особенности по отношению к СВБ; эффективно защищать сталь от коррозии в агрессивно-коррозионных средах; хорошо диспергироваться в субстрате; кроме того, желательно, чтобы бактерицид не был высокотоксичным. Важно, чтобы рекомендуемые бактерициды и их композиционные смеси имели хорошую сырьевую базу и экономически выгодную стоимость. В качестве бактерицидов применяются различные классы как органических, так и неорганических соединений.

Существуют критерии, по которым судят об эффективности применяемого бактерицида: измеряют концентрации H_2S и SO_4^{2-} , число СВБ в единице объёма воды или грунта. Эти показатели определяются до и после обработки среды биоцидом. Считается, что эффективной концентрацией бактерицида является та, при которой погибает не менее 99 % бактерий.

Места дозирования бактерицида выбираются в зависимости от бактериальной заражённости нефтепромысловых объектов.

Следует отметить, что наиболее активно СВБ развиваются в ПЗП нагнетательных скважин, отстойниках и парке установке подготовки нефти.

На основании выполненного анализа технологий очистки воды от СВБ и имеющегося уровня заражённости на месторождении возможна реализация следующих вариантов бактерицидных обработок:

1) периодическая ударная обработка бактерицидом резервуаров сбора подтоварной воды на установке предварительного сброса воды – ЮГ (УПСВ-ЮГ), центральный пункт сбора (ЦПС) для подавления бактериальной микрофлоры в наземном оборудовании и ПЗП нагнетательных скважин. Периодичность должна составлять не менее 1 раза в 2 месяца, т.е. 6 обработок в первый год внедрения технологии с последующим снижением периодичности до 1 обработки в квартал (второй год внедрения технологии) и 1 обработки в полугодие (третий год внедрения технологии);



2) периодическая ударная обработка бактерицидом подтоварной воды на УПСВ-ЮГ, ЦПС на вход насосов откачки воды в систему ППД для подавления биоценоза в ПЗП нагнетательных скважин. Периодичность должна составлять не менее 1 раза в 2 месяца, т.е. 6 обработок в первый год внедрения технологии с последующим снижением периодичности до 1 обработки в квартал (второй год внедрения технологии) и 1 обработки в полугодие (третий год внедрения технологии);

3) чередование периодической и постоянной обработки бактерицидом подтоварной воды. Частота периодической ударной обработки бактерицидом резервуаров сбора подтоварной воды на УПСВ-ЮГ, ЦПС для подавления бактериальной микрофлоры в наземном оборудовании и ПЗП нагнетательных скважин должна составлять не менее 1 раза в 3 месяца (в первый и второй годы внедрения технологии) с последующим снижением периодичности до 1 обработки в полугодие (третий год внедрения технологии). Также должна быть предусмотрена постоянная подача бактерицида в эффективной дозировке для подавления планктонных форм СВБ на вход насосов откачки воды в систему ППД для недопущения развития биоценоза между ударными обработками;

4) периодическая ударная обработка бактерицидом нагнетательного фонда скважин, аккумулирующих заражённую микрофлорой воду УПСВ-ЮГ, ЦПС. Периодичность должна составлять не менее 1 раза в 2 месяца, т.е. 6 обработок в первый год внедрения технологии с последующим снижением периодичности до 1 обработки в квартал (второй год внедрения технологии) и 1 обработки в полугодие (третий год внедрения технологии) для каждой нагнетательной скважины.

Годовая потребность в бактерициде при проведении ударных обработок рассчитывается по формуле:

$$P_{реаг} = N_{обр} \cdot V_{св} \cdot D_{удар} \cdot N_{сут} \cdot 10^{-6},$$

где $P_{реаг}$ – годовая потребность в реагенте при ударных обработках, тонн; $N_{обр}$ – количество ударных обработок в год; $V_{св}$ – объём сбрасываемой воды, м³/сут.; $D_{удар}$ – дозировка реагента для подавления адгезированных форм СВБ, мг/л (табл. 3); $N_{сут}$ – количество суток проведения ударной обработки.

Таблица 3 – Ударная дозировка бактерицида

Марка реагента	Ударная дозировка, мг/л
ТНОР РНВ 20	500
СНПХ-1004	1000
Напор 1010Б	1000
Напор 1007	1000
Кватрамин 1002	1000
Биолан	1000

Список литературы:

1. Бабаян Э.В. Конструкция нефтяных и газовых скважин. Осложнения и их преодоление : учебное пособие. – М. : Инфра-Инженерия, 2018. – 252 с.
2. Булатов А.И., Кусов Г.В., Савенок О.В. Асфальто-смоло-парафиновые отложения и гидратообразования: предупреждение и удаление: учебное пособие: в 2 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2011. – Т. 1–2.
3. 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.
4. Булчаев Н.Д., Безбородов Ю.Н. Защита насосного оборудования нефтяных скважин в осложнённых условиях эксплуатации. – Красноярск : Издательство Сибирского федерального университета, 2015. – 138 с.
5. Скважинные насосные установки для добычи нефти: учебное пособие / В.Н. Ивановский [и др.]. – М. : Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2002. – 824 с.
6. Афанасьев А.В. Использование технологии крепления призабойной зоны скважины «ЛИНК» для ограничения выноса песка // Инженерная практика. – 2010. – № 2. – С. 38–48
7. Бондаренко В.А., Савенок О.В. Анализ современных методов и технологий управления процессами пескопроявлений при эксплуатации скважин // Фундаментальные и прикладные исследования, разработка и применение высоких технологий: сборник научных статей по итогам Международной заочной научно-практической конференции (30-31 января 2014 года, г. Санкт-Петербург). – СПб. : Издательство «КультИнформПресс», 2014. – С. 44–46.
8. Бондаренко В.А., Савенок О.В. Разработка статистической модели деформационно-пространственной нестабильности и разрушения песчаных пород с целью снижения пескопроявлений // ГеоИнжиниринг. – 2014. – № 1 (21). – С. 84–87.



9. Бондаренко В.А., Савенок О.В. Исследование методов и технологий управления осложнениями, обусловленных пескопроявлениями // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). Отдельная статья (специальный выпуск). – М. : Издательство «Горная книга», 2014. – № 5. – С. 28.

10. Бондаренко В.А., Савенок О.В. Анализ существующих методов борьбы с пескопроявлениями и разработка статистической модели деформационно-пространственной нестабильности и разрушения песчаных пород // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2014. – № 1. – С. 35–42.

11. Новая технология защиты электроцентробежного насоса от влияния механических примесей / В.С. Вербицкий [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 12. – С. 78–79.

12. Совершенствование гидроструйного метода добычи нефти / В.М. Гаргат [и др.] // Наука. Новое поколение. Успех: материалы II Международной научно-практической конференции (17 апреля 2021 года, г. Краснодар): в 2 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2021. – Т. 1. – С. 95–101.

13. Гришин Д.В., Петухов А.В., Петухов А.А. Анализ факторов, обуславливающих процессы разрушения призабойных зон скважин Гатчинского ПХГ, и прогноз пескопроявлений // Записки Горного института. – 2010. – Т. 188. – С. 207–213.

14. Гюлумян Е.К., Бондаренко В.А., Савенок О.В. Разработка методов и технологий борьбы с пескопроявлениями на месторождениях Краснодарского края // Сборник тезисов 68-ой Международной молодежной научной конференции «Нефть и газ – 2014» (14–16 апреля 2014 года, г. Москва). Секция 2 Разработка нефтяных и газовых месторождений. Бурение скважин. – М. : РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2014. – С. 45.

15. Дубовик Ю.Н. Строение, литологический состав и условия образования продуктивных отложений яковлевской свиты на Тагульском нефтегазоконденсатном месторождении (Красноярский край) / науч. рук. Н.М. Недоливко // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXI Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых учёных, посвящённого 130-летию со дня рождения профессора М.И. Кучина (3–7 апреля 2017 года, г. Томск): в 2 томах. – Томск : Издательство Томского политехнического университета, 2017. – Т. 1. – С. 240–241.

16. Классификация коррозионных процессов / Г.И. Кореновский [и др.] // REFERATOTECH: материалы II Международной научно-практической конференции (23 октября 2021 года, г. Краснодар): в 2 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2022. – Т. 2. – С. 17–22.

17. Эффективность применения геолого-технических мероприятий при разработке месторождений / М.В. Муравлева [и др.] // Research. Engineering. Extreme. 2021 : материалы Международной научно-практической конференции (03 июня 2021 года, г. Краснодар). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2021. – С. 175–181.

18. Савенок О.В., Кусова Л.Г. Добыча углеводородного сырья в условиях диверсификации мировых энергетических систем // Инновационные технологии в производстве строительных материалов и конструкций: сборник научных трудов Международного симпозиума (27–28 ноября 2020 года, г. Ташкент). – Ташкент : Ташкентский архитектурно-строительный институт, 2020. – С. 306–316.

19. Решение проблемы пескопроявлений на водозаборных скважинах Ванкорского месторождения / А.А. Семёнов [и др.] // Газовая промышленность. – 2012. – № 2. – С. 18–21.

20. Соловьёв В.А., Загривный Э.А. Мобильный комплекс для очистки призабойных зон скважин // Записки Горного института. – 2008. – Т. 178. – С. 150–153.

21. Тананыхин Д.С., Петухов А.В., Шагиахметов А.М. Химический способ крепления слабосцементированных песчаных пород в эксплуатационных скважинах подземного газохранилища // Записки Горного института. – 2013. – Т. 206. – С. 107–111.

22. Топольников А.С., Литвиненко К.В., Рамазанов Р.Р. Комплексный подход к проектированию системы механизированной добычи нефти в условиях выноса мехпримесей // Инженерная практика. – 2010. – № 2. – С. 84–89.

23. Шарыпова Д.Д., Бондаренко В.А., Савенок О.В. Разработка технологий предупреждения и ограничения пескопроявлений на примере месторождений Краснодарского края // Сборник научных трудов Международного форума-конкурса молодых учёных «Проблемы недропользования» (23–25 апреля 2014 года, г. Санкт-Петербург). – Санкт-Петербург: Национальный минерально-сырьевой университет «Горный», 2014. – С. 180.

24. Шашкин М.А. Применяемые в ТПП «Лангепаснефтегаз» методы защиты для снижения негативного влияния механических примесей на работу ГНО // Инженерная практика. 2010. – № 2. – С. 26–30.

List of references:

1. Babayan E.V. Design of oil and gas wells. Complications and their overcoming : a training manual. – Moscow : Infra Engineering, 2018. – 252 p.

2. Bulatov A.I., Kusov G.V., Savenok O.V. Asphalt–resin–paraffin deposits and hydrate formation: prevention and removal: a training manual: in 2 volumes. – Krasnodar : Publishing House – Yug, 2011. – V. 1–2.

3. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repair of oil and gas wells: in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing House – Yug, 2012–2015. – V. 1–4.



4. Bulchaev N.D., Bezborodov Y.N. Protection of pumping equipment of oil wells in complicated operating conditions. – Krasnoyarsk : Siberian Federal University Publishing House, 2015. – 138 p.
5. Well pumping units for oil production: tutorial / V.N. Ivanovsky [and others]. – M. : Publishing house «Oil and gas» Russian State University of Oil and Gas named after I.M. Gubkin, 2002. – 824 p.
6. Afanasyev A.V. Application of well bottom-hole zone supporting technology «LINK» in order to limit sand carry-over // Engineering Practice. – 2010. – № 2. – P. 38–48
7. Bondarenko V.A., Savenok O.V. Analysis of modern methods and technologies of sand–play control during well operation // Fundamental and applied research, development and application of high technologies: collection of scientific papers on the results of International extramural scientific and practical conference (30–31 January 2014, St. Petersburg). – SPb. : KultInformPress Publishing House, 2014. – P. 44–46.
8. Bondarenko V.A., Savenok O.V. Development of a statistical model of deformation–spatial instability and fracture of sandy rocks to reduce sandy manifestations // GeoEngineering. – 2014. – № 1 (21). – P. 84–87.
9. Bondarenko V.A., Savenok O.V. Study of methods and technologies to manage complications caused by sand occurrences // Gornyi informatsionno-analiticheskii bulletin (scientific and technical journal). Separate article (special issue). – M. : Gornaya kniga Publishing House, 2014. – № 5. – 28 p.
10. Bondarenko V.A., Savenok O.V. Analysis of existing methods of combating sand-forming and development of a statistical model of deformation-spatial instability and fracture of sandy rocks // Nauka. Technique. Technologies (Polytechnic Bulletin). – 2014. – № 1. – P. 35–42.
11. New technology of the electric centrifugal pump protection against the influence of mechanical admixtures / V.S. Verbitskiy [et al.] // Neftyanoye uslovanie. – 2007. – № 12. – P. 78–79.
12. Improvement of the hydro–jet method of oil extraction / V.M. Gargat [et al.] // Nauka. New generation. Success: Proceedings of the II International Scientific–Practical Conference (April, 17, 2021, Krasnodar): in 2 volumes. – Krasnodar : Publishing House – Yug, 2021. – V. 1. – P. 95–101.
13. Grishin D.V., Petukhov A.V., Petukhov A.A. Analysis of Factors Causing Processes of Destruction of Bottomhole Zones of Gatchina UGS Wells and Forecast of Sand Seepages // Notes of the Mining Institute. – 2010. – V. 188. – P. 207–213.
14. Gulumyan E.K., Bondarenko V.A., Savenok O.V. Development of methods and technologies to combat sand–outs in the fields of the Krasnodar region // Abstracts of the 68th International Youth Scientific Conference «Oil and Gas – 2014» (14–16 April 2014, Moscow). Section 2 Development of oil and gas fields. Well drilling. – M. : Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 2014. – P. 45.
15. Dubovik Yu.N. Structure, lithological composition and formation conditions of productive deposits of the Yakovlevskaya Formation in the Tagul oil-gas-condensate field (Krasnoyarsk Territory) / scientific supervisor. N.M. Nedolivko // Problems of geology and subsurface development: Proceedings of the XXI International symposium of students and young scientists named after Academician M.A. Usov, devoted to the 130th anniversary of Professor M.I. Kuchin (April 3–7, 2017, Tomsk): in 2 volumes. – Tomsk : Tomsk Polytechnic University Press, 2017. – V. 1. – P. 240–241.
16. Classification of corrosion processes / G.I. Korenovsky [et al.] // REFERATOTECH: materials II International Scientific-Practical Conference (October 23, 2021, Krasnodar): in 2 volumes. – Krasnodar : Publishing House – Yug, 2022. – VOL. 2. – P. 17–22.
17. Efficiency of application of geological and technical measures in the development of deposits / M.V. Muravleva [et al.] // Research. Engineering. Extreme. 2021 : Proceedings of the International Scientific–Practical Conference (June, 03, 2021, Krasnodar). – Krasnodar : Publishing House – Yug, 2021. – P. 175–181.
18. Savenok O.V., Kusova L.G. Extraction of hydrocarbon raw materials in the diversification of world energy systems // Innovative Technologies in Building Materials and Structures: Proceedings of the International Symposium (27–28 November 2020, Tashkent). – Tashkent : Tashkent Architecture and Construction Institute. – P. 306–316.
19. Solving the problem of sand–outs in the water wells of the Vankor field / A.A. Semyonov [et al.] // Gas Industry. – 2012. – № 2. – P. 18–21.
20. Solovjev V.A., Zagrivniy E.A. Mobile complex for cleaning of bottomhole zones // Notes of the Mining Institute. – 2008. – V. 178. – P. 150–153.
21. Tananykhin D.S., Petukhov A.V., Shagiakhmetov A.M. Chemical method of anchoring weakly-cemented sandstones in production wells of underground gas reservoirs // Notes of the Mining Institute. – 2013. – V. 206. – P. 107–111.
22. Topolnikov A.S., Litvinenko K.V., Ramazanov R.R. Integrated approach to designing a system of mechanized oil production in conditions of removal of mechanical impurities // Engineering Practice. – 2010. – № 2. – P. 84–89.
23. Sharypova D.D., Bondarenko V.A., Savenok O.V. Development of technologies to prevent and limit sand seepage on the example of fields in the Krasnodar region // Collection of scientific papers of the International Forum–Contest of young scientists «Problems of Subsoil Use» (23–25 April 2014, St. Petersburg). – St. Petersburg: National Mineral Resources University «Gorny», 2014. – P. 180.
24. Shashkin M.A. Protection methods used in TPP «Langepasneftegaz» to reduce the negative impact of mechanical impurities on the operation of hydraulic oil recovery unit // Engineering Practice. 2010. – № 2. – P. 26–30.