

УДК 622.276.72

**МЕРОПРИЯТИЯ ПО БОРЬБЕ  
С АСФАЛЬТО-СМОЛО-ПАРАФИНОВЫМИ ОТЛОЖЕНИЯМИ  
В ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИНАХ, ОБОРУДОВАННЫХ  
ШТАНГОВЫМИ СКВАЖИННЫМИ НАСОСНЫМИ УСТАНОВКАМИ,  
НА СТЕПАНОВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ**

**MEASURES FOR THE SUPPRESSION  
OF ASPHALT-RESIN-PARAFFIN DEPOSITS  
IN PRODUCTION WELLS, EQUIPPED WITH  
SUCKER-ROD PUMPING UNITS ON THE STEPANOVSKOYE FIELD**

**Березовский Денис Александрович**  
заместитель начальника цеха,  
филиал ООО «Газпром добыча Краснодар»,  
Каневское газопромысловое управление  
daberezovskiy-gaz@rambler.ru

**Кусов Геннадий Владимирович**  
аспирант,  
Северо-Кавказский федеральный университет  
de\_france@mail.ru

**Савенок Ольга Вадимовна**  
доктор технических наук,  
профессор кафедры нефтегазового дела  
имени профессора Г.Т. Вартумяна,  
Кубанский государственный  
технологический университет  
olgasavenok@mail.ru

**Аннотация.** В статье рассматриваются мероприятия по борьбе с асфальто-смоло-парафиновыми отложениями в добывающих скважинах, оборудованных штанговыми скважинными насосными установками. Многие глубинно-насосные установки, работающие в условиях Степановского месторождения, эксплуатируются в высокопарафинящихся скважинах, где в насосе и трубах откладывается парафин. На Степановском месторождении применяются различные методы депарафинизации скважин, но наиболее эффективным является химический метод предотвращения отложений парафина с применением ингибиторов. Часто химический метод применяют в сочетании с тепловыми и механическими методами.

**Ключевые слова:** асфальто-смоло-парафиновые отложения; общие сведения о методах борьбы с АСПО; характеристика используемого оборудования; техника и оборудование при паротепловой обработке; межочистной период на скважинах; анализ добычных возможностей скважин; анализ технологических режимов скважин.

**Berezovskiy Denis Aleksandrovich**  
Deputy chief,  
branch LLC «Gazprom mining Krasnodar»,  
Kanevskoe gas field management  
daberezovskiy-gaz@rambler.ru

**Kusov Gennady Vladimirovich**  
Graduate student,  
North-Caucasian Federal University  
de\_france@mail.ru

**Savenok Olga Vadimovna**  
Doctor of technical sciences,  
Professor of oil and gas  
engineering department  
named after professor G.T. Vartumyan,  
Kuban state technological university  
olgasavenok@mail.ru

**Annotation.** The article deals with measures to combat asphalt-resin-paraffin deposits in production wells equipped with sucker-rod pumping units. Many deep-pumping units operating under the conditions of the Stepanovskoye field are operated in high-waxed wells, where paraffin is deposited in the pump and pipes. Stepanovskoye deposit uses different methods of dewaxing wells, but the most effective is the chemical method of preventing paraffin deposits with inhibitors. Often the chemical method is used in combination with thermal and mechanical methods.

**Keywords:** asphalt-resin-paraffin deposits; general information on methods of fighting with asphalt-resin-paraffin deposits; characteristic of the equipment used; machinery and equipment for steam-heat treatment; interclear period at wells; analysis of production capabilities of wells; analysis of technological modes of wells.

Степановское нефтяное месторождение относится к Дубовогорской разведочной площади. Оно было открыто в 1966 году, принадлежит к Куединской группе месторождений Чернушинского территориального нефтяного района. Промышленные запасы нефти установлены в турнейских, малиновских, яснополянских, башкирских и ве-

рейских отложениях и приурочены к пластам Т, Мл, Бб<sub>2</sub>, Бб<sub>1</sub>, Тл<sub>2б</sub>, Тл<sub>2а</sub>, Тл<sub>1в</sub>, Бш, В<sub>3</sub>В<sub>4</sub>. Эксплуатацию месторождения ведёт ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМНЕФТЬ».

В январе 1966 года при бурении первой разведочной скважины № 2 были получены притоки нефти из тульского, малиновского и турнейского пластов. Поисково-разведочное бурение проводилось до 1968 года.

Разбуривание месторождения эксплуатационным фондом начато в 1981 году. В 1985 году месторождение введено в промышленную разработку.

В административном отношении Степановское месторождение расположено в северо-восточной части Куединского района Пермского края, в 165 км южнее краевого центра г. Перми.

Ближайшими нефтяными месторождениями являются Дубовогорское, находящееся в 7 километрах северо-западнее, и Красноярско-Куединское, расположенное в 16 км юго-западнее. На юго-востоке от Степановского месторождения расположена Чернушинская группа месторождений.

На месторождении принята групповая герметизированная схема сбора и транспорта нефти и газа. Продукция скважины под давлением штанговых насосов по выходным нефтепроводам подаётся на ГЗУ, откуда газонефтяная смесь поступает на существующую сепарационную установку (НГСП), где происходит первая ступень сепарации нефти и газа. Отсепарированная нефть по существующему нефтепроводу «Степановка – Куеда» транспортируется на Красноярско-Куединскую УКПН для подготовки и дальнейшего транспорта на головные сооружения НПС «Чернушка». Транспорт газа осуществляется по существующим газопроводам «Куеда – Чернушка» и «Чернушка – Пермь» на ПГПЗ.

### **Общие сведения о методах борьбы с АСПО**

Наиболее часто АСПО образуются в скважинах имеющих дебиты менее 20 м<sup>3</sup>/сут. Причём среди осложнённых преобладают скважины, имеющие дебит по жидкости до 5 м<sup>3</sup>/сут.

К мерам по предотвращению образования АСПО в скважинном оборудовании относятся:

- подбор и установление режима откачки, обеспечивающего оптимальную степень дисперсности водонефтяного потока;
- применение скважинных насосов с увеличенным проходным сечением клапанов;
- применение НКТ с покрытием;
- установка скребков на штангах;
- увеличение производительности глубинных насосов, т.е. увеличение скорости подъёма жидкости.

Подбор режима откачки предусматривает такие условия, чтобы предотвратить отложения парафина. В ряде случаев эффективно увеличение глубины погружения насоса (увеличение глубины погружения насоса на 100 м увеличивает температуру на приёме насоса на 3–4 °С), однако при этом несколько увеличивается нагрузка на головку балансира за счёт дополнительного веса штанг.

Инженерно-технологическая служба цеха планирует и осуществляет мероприятия направленные на предотвращение и ликвидацию АСПО с учётом конкретных геолого-физических условий, свойств продукции скважины, состава АСПО, особенностей данной разработки месторождения, наличие тех или иных технических средств, химических реагентов и т.д. Интегральными критериями при выборе метода борьбы с АСПО являются экономические критерии, в частности, годовые затраты при использовании данного метода в расчёте на одну скважину. Несмотря на отмеченную необходимость индивидуального подхода к конкретным скважинам, все же некоторые обобщённые рекомендации, исходя из накопленного опыта, могут быть сделаны.

Все применяемые методы борьбы с АСПО могут быть сведены в следующие группы методов: механические, химические, физические, применение защитных покрытий.

### **Механические методы**

Для категорий скважин, в которых зона отложений начинается выше насоса и состав АСПО преимущественно парафинового типа, наиболее дешёвым и технологически эффективным является применение механического метода борьбы с АСПО:

- магнитные аппараты;
- скребки-центраторы.

При применении механического метода борьбы с АСПО необходимо учитывать возможность проявления в определённых условиях некоторых негативных последствий, обусловленных увеличением напряжений в штангах, в частности, возможность роста частоты обрывов и отворотов штанг при длительной работе скважин, оборудованных скребками.

Для защиты глубинно-насосного оборудования от АСПО в малодебитных скважинах были опробованы сочетание лифтов с полуавтоматической установкой ПАДУ-3, обеспечивающей очистку лифта скребками.

### **Тепловые методы**

Тепловые методы борьбы с АСПО – это периодическая обработка скважин:

- промывка горячей нефтью с применением специального агрегата АДП;
- очистка НКТ от парафина бригадой ТКРС перегретым паром от ППУ;
- промывка лифта скважины горячей водой с добавлением ПАВ.

Главным недостатком первого метода является малая зона прогрева вследствие потерь тепла в окружающую среду, что делает его не эффективным в качестве самостоятельного метода на поздней стадии разработки месторождения.

### **Физические методы**

К группе физических относится также метод воздействия на продукцию скважины постоянным магнитным полем, создаваемым специальными устройствами – магнитными активаторами.

Если интенсивность отложения парафина невелика, то при каждом подземном ремонте поднимают трубы на поверхность и удаляют из них парафин пропариванием с помощью ППУ.

### **Химические методы**

Наиболее распространённым методом в этой группе являются промывка скважин нефтестиллятной смесью, что связано с относительной простотой технологии проведения обработок и доступностью промывочного раствора, в качестве которого используется смесь обезвоженной нефти и дистиллята в различных соотношениях.

### **Характеристика используемого оборудования**

Наиболее часто применяют для депарафинизации скважин метод промывки. При промывке горячей нефтью, горячей водой с моющими элементами и паром используются автоцистерны и промывочные агрегаты.

Доставка промывочного раствора на скважину осуществляется в автоцистернах: ЦР-7АП; АЦН-7,5-5334; АЦН-11-257; АЦ-15-5320/8350; АЦ-16П.

Техническая характеристика автоцистерн показана в таблице 1.

Таблица 1 – Техническая характеристика автоцистерн показана

Автоцистерна	АЦН-11-257	АЦН-7,5-5334	ЦР-7АП
Транспортная база	КрА3-257Б1А	МА3-5334	КрА3-255
Грузоподъёмность, тонн	12	7,2	7,5
Наибольшая скорость передвижения с полной нагрузкой, км/ч	68	85	71
Тяговый двигатель – четырёхконтактный дизель	ЯМЗ-238	ЯМЗ-236	ЯМЗ-238
Номинальная мощность (при $n = 2100 \text{ мин.}^{-1}$ ), кВт	176,5	132	176,5
Вместительность цистерны	11	7,5	7,5

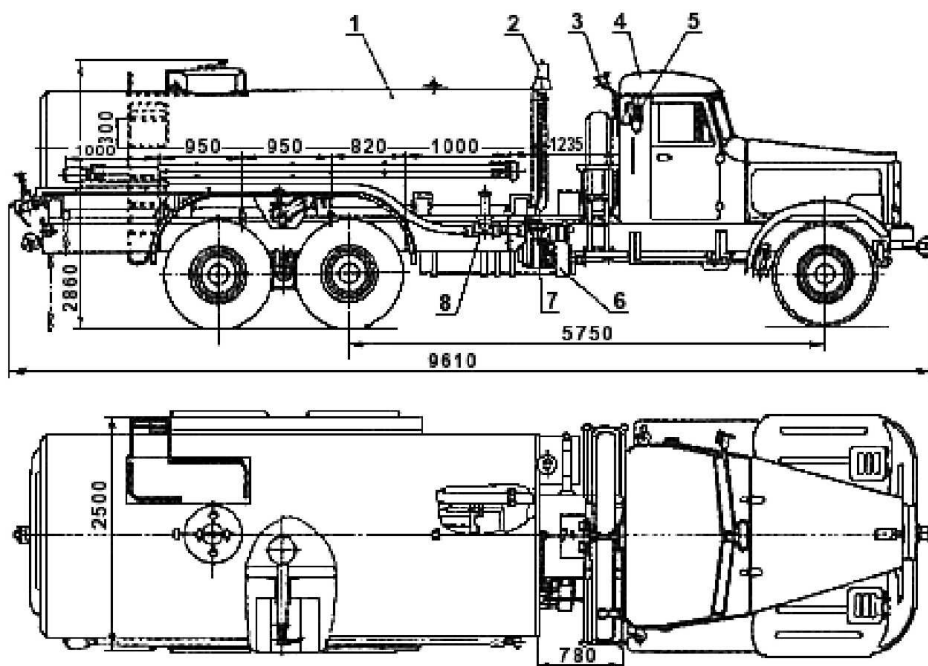


Рисунок 1 – Нефтепромысловая автоцистерна АЦН-11-257:

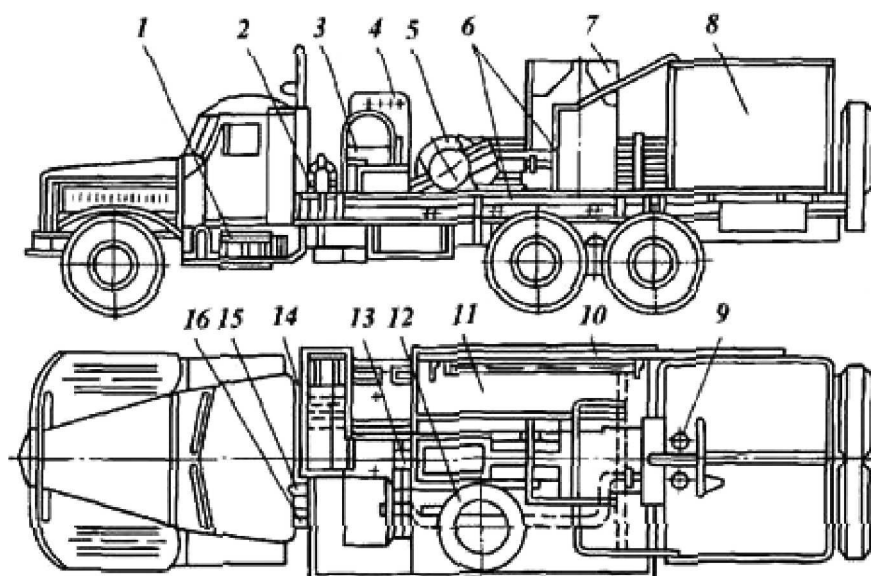
1 – цистерна; 2 – установка искрогасителя; 3 – установка фары и тахометра; 4 – автошасси КрАЗ-257131А; 5 – огнетушитель ОУ-2; 6 – насосный блок; 7 – система самовсасывания; 8 – манифольд

Для промывки скважин применяются самоходные насосные агрегаты: цементно-рочный агрегат ЦА-320М, насосные установки УН1-100×200, УН1Т-100×200. Все агрегаты имеют трубы высокого давления с цилиндрической резьбой для быстрой сборки и разборки нагнетательной линии.

Техническая характеристика ЦА-320М показана в таблице 2.

Таблица 2 – Техническая характеристика

Монтажная база	КрАЗ-257
Силовая установка	
марка	5УС-70
тип двигателя	ГАЗ-51
Наибольшая мощность при частоте вращения вала двигателя 2800 мин. <sup>-1</sup> , л.с.	70
Наибольшая подача насоса, л/с	9Т
Наибольшее давление, МПа	32
Водоподающий насос	1В
Наибольшая подача, л/с	13
Наибольшее давление, МПа	1,5
Объем мерной ёмкости, м <sup>3</sup>	6,4
Диаметр проходного сечения коллектора, мм	
приёмного	100
нагнетательного	50
Вспомогательный трубопровод	
число труб	6
общая длина, м	22
Масса агрегата, кг	
без заправки	16970
заправленного	17500
Габаритные размеры, мм	10425×2650×3225



**Рисунок 2 – Цементирующий агрегат ЦА-320М:**

- 1 – шасси автомобиля; 2 – коробка отбора мощности; 3 – насос ЦНС38; 4 – двигатель ГАЗ-51А;  
 5 – двухцилиндровый цементирующий насос 9Т; 6 – манифольд агрегата; 7 – защитный кожух насоса;  
 8 – мерный бак; 9 – донные клапаны; 10 – гибкий металлический шланг; 11 – платформа агрегата;  
 12 – цементомешалки; 13 – карданный вал; 14 – шарнирные колена; 15 – фара и электрооборудование;  
 16 – выхлопная труба

## **Техника и оборудование при паротепловой обработке**

### **Установка ППУА-1200/100**

Установка ППУА-1200/100 (рис. 3) предназначена для депарафинизации скважин, промысловых и магистральных нефтепроводов, замороженных участков наземных коммуникаций в условиях умеренного климата. Можно использовать также при монтаже и демонтаже буровых установок и при прочих работах для отогрева оборудования.



**Рисунок 3 – Установка ППУА-1200/100**

Включает в себя парогенератор, водяную, топливную и воздушную системы, привод с трансмиссией, кузов, электрооборудование и вспомогательные узлы. Оборудование установки смонтировано на раме, закреплённой на шасси автомобиля высокой проходимости КраЗ-255Б или КраЗ-257, и накрыто металлической кабиной для предохранения от атмосферных осадков и пыли.

### **Агрегаты АДПМ**

Агрегаты АДПМ (рис. 4) предназначены для депарафинизации скважин горячей нефтью. Агрегат смонтирован на шасси автомобиля КраЗ 255Б1А, включает в себя нагреватель нефти, нагнетательный насос, системы топливо- и воздухоподачи к нагревателю, систему автоматики и КИП, технологические и вспомогательные трубопроводы.

Привод механизмов агрегата – от двигателя автомобиля, где размещены основные контрольно-измерительные приборы и элементы управления.



Рисунок 4 – Агрегат АДПМ 12/150

Нефть, подвозимая в автоцистернах, закачивается насосом агрегата и прокачивается под давлением через нагреватель нефти, в котором она нагревается до необходимой температуры. Горячая нефть подаётся в скважину, где расплавляет отложения парафина и выносит их в промышленную систему сбора нефти.

### **ПАДУ-3М**

Полуавтоматическая депарафинизирующая установка типа ПАДУ-3М (рис. 5) предназначена для механической очистки от парафина внутренней полости лифтовых труб фонтанных, компрессорных и оборудованных электрическими погружными насосами нефтедобывающих скважин.



Рисунок 5 – ПАДУ-3М

Очистка лифтовых труб от парафина производится скребком, закреплённым на проволоке. Движение скребка вниз осуществляется под действием силы тяжести скребка и груза. Для облегчения движения скребка при спуске сальник ослабляется, а скребок, двигаясь, уменьшается в поперечном сечении. Подъём скребка осуществляется за счёт тягового усилия лебёдки.

Установка ПАДУ-3М работает в полуавтоматическом режиме, для чего предусмотрено тормозное устройство. Подъём скребка производится автоматически с помощью электродвигателя. Результаты спускоподъёмных операций скребка заносятся в вахтовый журнал и передаются диспетчеру промысла.

Техническая характеристика ПАДУ-3М приведена в таблице 3.

Таблица 3 – Техническая характеристика ПАДУ-3М

Максимальная глубина очистки	1500
Число скребков	1
Усилие срабатывания предохранительного устройства, кг	80
Мотор-редуктор	МЧ-80
Электродвигатель $N$ , кВт	1,1
$n$ , об./мин.	1000
Скорость подъёма скребка, м/сек	0,32–0,45
Скорость спуска скребка, м/сек	0,5–2
Электропитание	
род тока	переменный, трёхфазный
напряжение, В	380
частота, Гц	50

### Скребки-центраторы

Скребки-центраторы (рис. 6) обеспечивают очистку насосно-компрессорных труб и штанг от парафина. Скребки различных конструкций изготавливаются из полимерных материалов. Скребки-центраторы жёстко фиксируются на теле штанги, а между ними располагаются подвижные скребки. Подвижные скребки обеспечивают удаление АСПО с тела штанги, а неподвижные – с внутренней поверхности НКТ.



Рисунок 6 – Скребки-центраторы

Скребок-центратор имеет двойное назначение. Он выполняет функции скребка и предохраняет от износа систему «труба – штанга – муфта».

При применении скребков-центраторов вместе со штанговращателем достигается предотвращение парафинизации и защита от износа насосных штанг, муфт, НКТ. Косые пазы, выполненные по периметру рабочей поверхности скребка, обеспечивают достаточный проток жидкости.

Очистка поверхностей НКТ происходит при возвратно-поступательном и вращательном движении скребка. При этом происходит соскабливание парафина со стенок труб в процессе работы скважины.

Срок службы скребка по паспорту 5–7 лет. Результаты показывают, что применение скребков-центраторов весьма эффективно. Об этом свидетельствуют увеличение дебита, увеличение коэффициента эксплуатации оборудования, увеличение межремонтного периода.

Штанги с направленными скребками применяют в сочетании со штанговращателем ШВЛ-10 механического действия.

Штанговращатели ШВЛ-10 (рис. 7) обеспечивают медленное поворачивание колонны, штанг и плунжера (на заворот) при возвратно-поступательном движении штока. Штанговращатели применяют при эксплуатации искривленных скважин для предот-

вращения одностороннего истирания штанг, муфт и плунжера насоса, для предотвращения отворотов штанговых колонн, а также в случаях применения на колонне штанг скребков для очистки колонны НКТ от отложений парафина.



Рисунок 7 – Штанговращатель

Действие штанговращателя осуществляется за счёт возвратно-поступательного движения канатной подвески при соединении рычага штанговращателя канатом (диаметром 6–8 мм) с рамой станка-качалки. Для надёжной работы ШВЛ-10 необходимо при монтаже обеспечить такое натяжение каната, соединяющего рычаг штанговращателя с рамой станка-качалки, при котором за один ход устьевого штока соединённый с концом рычага, натягивается и перемещает вверх храповое колесо штанговращателя на один зуб. При движении вниз он ослабляется, а канат натягивается и возвращается в первоначальное положение. Рычаг соединяется канатом диаметром 6–9 мм с рамой станка-качалки.

#### ***Установка дозированной подачи химреагента (УДПХ)***

Установка УДПХ (рис. 8) предназначена для автоматизированного дозированного ввода химреагентов в трубопроводы промышленных систем сбора, транспорта и подготовки нефти, в трубопроводы системы поддержания пластового давления, в нагнетательные и добывающие скважины с целью защиты трубопроводов и нефтепромыслового оборудования от коррозии и предотвращения отложений солей и парафина, деэмульгирования водонефтяной смеси.



Рисунок 8 – Установка блочной (непрерывной) подачи реагента



### ***Дозатор реагента глубинный ДРГ***

Дозатор реагента глубинный типа ДРГ (рис. 9) предназначен для дозировки различных ингибиторов с плотностью менее  $1 \text{ г/см}^3$  в добываемую нефть на забое нефтяных скважин для растворения парафино-смолистых веществ с целью предотвращения отложения их на внутренних поверхностях эксплуатационных труб (НКТ) и повышения КПД погружных насосов.

Принцип работы дозатора основан на вытеснении реагента из контейнера пластовой жидкостью под действием гидростатического давления через инжекторы. Дозировка реагента регулируется путем замены инжекторов с отверстиями различного диаметра в пределах диаметра от 0,3 до 3 мм.

Дозатор реагента глубинный типа ДРГ устанавливается между контейнером реагента и глубинным насосом (ШГН).

Дозатор позволяет экономно расходовать дорогостоящие реагенты. Реагент дозируется только при работе насоса. При каждом подъеме насоса (при ПРС) контейнер дополняется реагентом.



Рисунок 9 – Дозатор реагента глубинный ДРГ-1

### ***Автоматизированный саморегулируемый линейный нагреватель АСЛН-1***

АСЛН-1 (рис. 10) предназначен для поддержания температуры потока жидкости по стволу нефтедобывающих скважин в заданных пределах с целью предотвращения образования АСПО на внутренних стенках НКТ. АСЛН-1 конструктивно состоит из нагревательной и электронной частей.



Рисунок 10 – АСЛН-1

Нагревательная часть представляет собой греющий кабель с оконцовочным устройством. Тип кабеля, сечение и материал токопроводящих жил определяются после теплового расчёта и зависят, в первую очередь, от режима нефтедобычи, степени вязкости добываемого флюида, интервала и интенсивности отложений АСПО.

### ***Магнитный скважинный активатор***

Аппараты магнитной обработки предотвращают образование парафина и коррозию в трубопроводе нефтяной скважины или линиях перекачки.

Скважинный магнитный активатор показан на рисунке 11.

Магнитный активатор изменяет химические, механические и электрические свойства сырья, поскольку оно подвергается воздействию циклических магнитных полей. Эти изменения приводят к изменению температуры кристаллизации парафинов, изменяют кинетику процесса кристаллизации. Аппарат уменьшает или устраняет механическое сцепление вязких парафинов друг с другом, сохраняя эти парафины растворёнными.



Рисунок 11 – Скважинный магнитный аппарат МАС-2.5

Физические свойства сырой нефти значительно изменяются аппаратом магнитной обработки.

Удаляет парафиновые отложения и решает проблемы коррозии. Улучшает производительность скважины, исключая затраты на контроль парафинов и время простоя.

#### **Анализ проводимых мероприятий борьбы с АСПО на Степановском месторождении**

Греющий кабель установлен на скважинах №№ 171, 106, 102, 146.

Межочистной период на скважинах №№ 171, 106, 102, 146 до и после внедрения греющего кабеля приведён на рисунке 12.

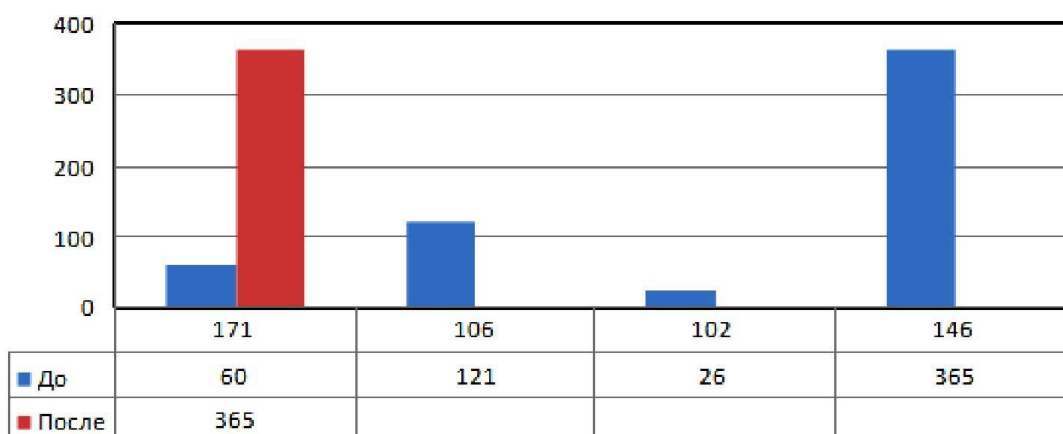


Рисунок 12 – Межочистной период на скважинах №№ 171, 106, 102, 146 до и после внедрения греющего кабеля

Из диаграммы видно, что на скважине № 171 межочистной период увеличился на 305 дней, а на скважинах №№ 106, 102 и 146 промывки вообще даже не понадобились.

Магнитные активаторы введены на скважинах №№ 102, 401 и 113.

Штанговые скребки введены на скважинах №№ 124, 147 и 300.

УБПР в затрубье установлено на скважинах № 110, 109, 104, 154, 118, 106 и 115.

Межочистной период на скважинах №№ 109, 107, 104, 154, 118 до и после внедрения УБПР в затрубье показан на рисунке 13.

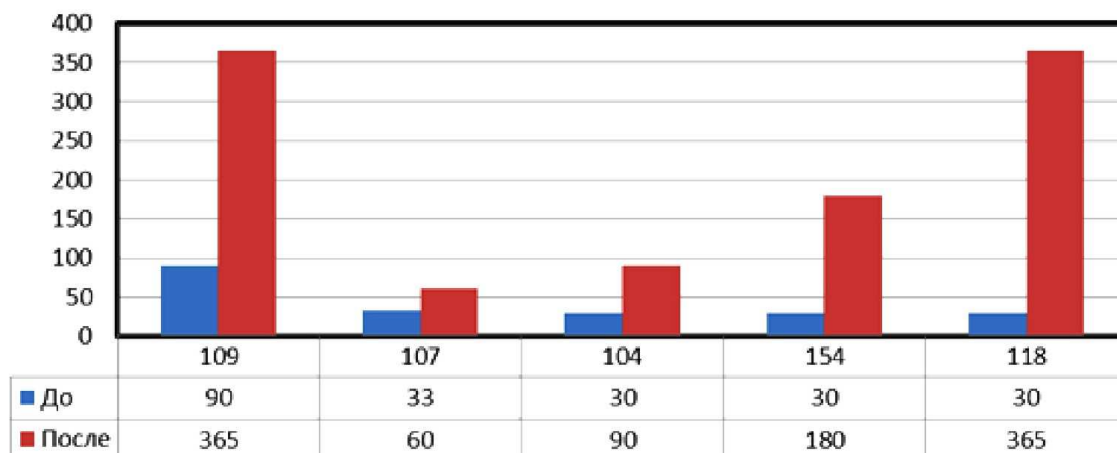


Рисунок 13 – Межочистной период на скважинах №№ 109, 107, 104, 154, 118 до и после внедрения УБПР в затрубье

Из диаграммы видно, что УБПР в затрубье существенно влияет на количество промывок в году и тем самым снижает затраты на эксплуатацию данных скважин.

УБПР на приём насоса установлено на скважинах №№ 107, 104, 111, 154, 118 и 145.

Глубинные дозаторы (ДРГ) установлены на скважинах №№ 2 и 300.

#### Анализ добычных возможностей скважин и технологических режимов

##### Анализ добычных возможностей скважин

1. Определение коэффициента продуктивности скважин из уравнения притока

$$K_{пр} = \frac{Q_{факт}}{P_{пл} - P_{заб}}, (м^3/сут. \cdot МПа), \quad (1)$$

где  $Q_{факт}$  – фактический дебит, м<sup>3</sup>/сут.;  $P_{пл}$  – пластовое давление, МПа;  $P_{заб}$  – забойное давление, МПа.

Таблица 4 – Данные для расчётов

№ скважины	$Q_{факт}$	$P_{пл}$	$P_{заб}$
102	6,70	6,48	5,46
111	11,00	8,65	5,36
112	8,00	14,87	5,69
113	0,80	12,01	4,41
122	5,30	11,13	7,57
132	8,00	14,88	5,16
200	6,00	11,50	7,40
101	3,60	8,08	4,60
107	4,00	9,44	6,08
108	1,10	8,63	3,10
133	6,90	9,62	5,55
136	4,70	10,83	6,71
147	0,20	8,65	3,88
148	10,00	10,16	5,20
171	2,90	11,55	4,51

2. Определение максимально допустимого забойного давления из условия:

$$P_{\text{мах доп.}} = 0,75 \cdot P_{\text{нас}}, \text{ МПа (если } \eta_{\text{е}} > 50 \text{ \%);} \quad (2)$$

$$P_{\text{мах доп.}} = 0,30 \cdot P_{\text{нас}}, \text{ МПа (если } \eta_{\text{е}} < 50 \text{ \%),} \quad (3)$$

где  $P_{\text{нас}}$  – давление насыщения, МПа;  $\eta_{\text{е}}$  – обводнённость продукции, %.

**Таблица 5 – Данные для расчётов**

№ скважины	$P_{\text{нас}}$	$\eta_{\text{е}}$
102	8,1	25,6
111	8,1	14,2
112	8,1	51,0
113	8,1	13,0
122	8,1	65,4
132	8,1	60,0
200	8,1	82,0
101	8,0	8,0
107	8,0	62,2
108	8,0	6,0
133	8,0	15,0
136	8,0	42,9
147	8,0	6,0
148	8,0	9,0
171	8,0	90,0

3. Определение максимально допустимого дебита скважин:

$$Q_{\text{мах доп.}} = K_{\text{пр}} \cdot (P_{\text{пл}} - P_{\text{мах доп.}}), \text{ (м}^3\text{/МПа} \cdot \text{сут.).} \quad (4)$$

**Таблица 6 – Данные для расчётов**

№ скважины	$P_{\text{пл}}$	$K_{\text{пр}}$	$P_{\text{мах доп.}}$
102	6,48	6,56	2,43
111	8,65	3,43	2,43
112	14,87	0,87	6,07
113	12,01	0,10	2,43
122	11,13	1,48	6,07
132	14,88	0,82	6,07
200	11,50	1,46	6,07
101	8,08	1,03	2,40
107	9,44	1,19	6,00
108	8,63	0,19	2,40
133	9,62	1,69	2,40
136	10,83	1,14	2,40
147	8,65	0,04	2,40
148	10,16	2,02	2,40
171	11,55	0,41	6,00

4. Определение разности дебитов:

$$Q = Q_{\text{тах доп.}} - Q_{\text{факт}}, (\text{м}^3/\text{МПа} \cdot \text{сут.}). \quad (5)$$

Таблица 7 – Данные для расчётов

№ скважины	$Q_{\text{факт}}$	$Q_{\text{тах доп.}}$
102	6,70	26,56
111	11,00	21,33
112	8,00	7,65
113	0,80	0,95
122	5,30	7,48
132	8,00	7,22
200	6,00	7,92
101	3,60	5,85
107	4,00	4,09
108	1,10	1,18
133	6,90	12,20
136	4,70	9,61
147	0,20	0,26
148	10,00	15,64
171	2,90	2,29

Таблица 8 – Анализ добычных возможностей скважин

№ скважины	$K$ , $\text{м}^3/\text{МПа} \cdot \text{сут.}$	$P_{\text{тах доп.}}$ , МПа	$Q_{\text{тах доп.}}$ , $\text{м}^3/\text{МПа} \cdot \text{сут.}$	$Q$ , $\text{м}^3/\text{МПа} \cdot \text{сут.}$
102	6,56	2,43	26,56	19,86
111	3,43	2,43	21,33	10,33
112	0,87	6,07	7,65	-0,35
113	0,10	2,43	0,95	0,15
122	1,48	6,07	7,48	2,18
132	0,82	6,07	7,22	-0,78
200	1,46	6,07	7,92	1,92
101	1,03	2,40	5,85	2,29
107	1,19	6,00	4,09	0,90
108	0,19	2,40	1,18	0,08
133	1,69	2,40	12,20	5,30
136	1,14	2,40	9,61	4,91
147	0,04	2,40	0,26	0,06
148	2,02	2,40	15,64	5,65
171	0,41	6,00	2,29	-0,61

Из таблицы 8 по разности между максимально допустимым и фактическим дебитом видно, что значительных отрицательных отклонений нет, т.е. все скважины работают в оптимальном режиме.

Коэффициент продуктивности на скважинах №№ 112, 113, 132, 108, 147 и 171 меньше единицы, что говорит о возможном загрязнении призабойной зоны пласта, которое может быть после подземных ремонтов и при глушении скважин минерализованной водой.

**Анализ технологических режимов скважин**

1. Определение газового фактора:

$$G = \frac{0,176 \cdot 10^3}{(1 - \pi_e) \cdot \rho_H}, \text{ (м}^3/\text{м}^3\text{)}, \quad (6)$$

где  $\pi_e$  – обводнённость скважины, %;  $\rho_H$  – плотность нефти, кг/м<sup>3</sup>.

**Таблица 9 – Данные для расчёта**

№ скважины	$\rho_H$	$\pi_e$
102	920	25,6
111	920	14,2
112	920	51,0
113	920	13,0
122	920	65,4
132	920	60,0
200	920	82,0
101	920	8,0
107	920	62,2
108	920	6,0
133	920	15,0
136	920	42,9
147	920	6,0
148	920	9,0
171	920	90,0

2. Относительная плотность газа по воздуху:

$$\Delta = \frac{\rho_g}{\rho_{\text{возд}}}, \quad (7)$$

где  $\rho_g$  – плотность газа;  $\rho_{\text{возд}}$  – плотность воздуха.

**Таблица 10 – Данные для расчёта**

№ скважины	$\rho_g$	$\rho_{\text{возд}}$
102	1,291	1,148
111	1,291	1,148
112	1,291	1,148
113	1,291	1,148
122	1,291	1,148
132	1,291	1,148
200	1,291	1,148
101	1,291	1,148
107	1,291	1,148
108	1,291	1,148
133	1,291	1,148
136	1,291	1,148
147	1,291	1,148
148	1,291	1,148
171	1,291	1,148

3. Определение коэффициента газосодержания:

$$G_0 = G \cdot \Delta, \text{ (м}^3/\text{м}^3\text{)}. \quad (8)$$

Таблица 11 – Данные для расчёта

№ скважины	G	Δ
102	0,25	1,2
111	0,22	1,2
112	0,39	1,2
113	0,22	1,2
122	0,54	1,2
132	0,47	1,2
200	1,06	1,2
101	0,20	1,2
107	0,50	1,2
108	0,20	1,2
133	0,23	1,2
136	0,33	1,2
147	0,20	1,2
148	1,91	1,2
171	0,21	1,2

4. Определение плотности газожидкостной смеси:

- если  $\pi_e > 80$  %:

$$\rho_{ж} = \rho_n \cdot (1 - \pi_e) + \rho_e \cdot \pi_e, \text{ (кг/м}^3\text{)}; \quad (9)$$

- если  $\pi_e < 80$  %:

$$\rho_{ж} = \rho_n + \rho_g \cdot G_0 + \frac{\rho_e \cdot \left( \frac{\pi_e}{1 - \pi_e} \right)}{B} + \left( \frac{\pi_e}{1 - \pi_e} \right), \text{ (кг/м}^3\text{)}, \quad (10)$$

где  $\rho_e$  – плотность воды, кг/м<sup>3</sup>;  $\rho_n$  – плотность нефти, кг/м<sup>3</sup>;  $\pi_e$  – процент воды в добываемой продукции;  $\rho_g$  – плотность газа, кг/м<sup>3</sup>;  $G_0$  – газосодержание;  $B$  – коэффициент пропорциональности ( $B = 1,056$ ).

Таблица 12 – Данные для расчёта

№ скважины	$\rho_g$	$\rho_e$	$\pi_e$	$G_0$
102	1,291	1000	25,6	0,30
111	1,291	1000	14,2	0,26
112	1,291	1000	51,0	0,48
113	1,291	1000	13,0	0,26
122	1,291	1000	65,4	0,64
132	1,291	1000	60,0	0,56
200	1,291	1000	82,0	0,27
101	1,291	1000	8,0	0,24
107	1,291	1000	62,2	0,60
108	1,291	1000	6,0	0,24
133	1,291	1000	15,0	0,27
136	1,291	1000	42,9	0,39
147	1,291	1000	6,0	0,24
148	1,291	1000	9,0	0,25
171	1,291	1000	90,0	0,29

5. Определение приведённого давления:

$$P_{пр} = \frac{P_{пл}}{P_{ср.кр}}, \text{ (МПа)}, \quad (11)$$

где  $P_{пл}$  – пластовое давление, МПа;  $P_{ср.кр}$  – среднее критическое давление ( $P_{ср.кр} \approx 2,56$  МПа).

Таблица 13 – Данные для расчётов

№ скважины	$P_{пл}$
102	6,48
111	8,65
112	14,87
113	12,01
122	11,13
132	14,88
200	11,50
101	8,08
107	9,44
108	8,63
133	9,62
136	10,83
147	8,65
148	10,16
171	11,55

6. Определение оптимальной глубины погружения насоса под динамический уровень:

$$H_{опт} = \frac{(P_{пр} - P_{затр}) \cdot 10^6}{\rho_{ж} \cdot g} \text{ (м)}, \quad (12)$$

где  $P_{затр}$  – затрубное давление, МПа;  $g$  – коэффициент ускорения свободного падения ( $g = 9,8 \text{ м/с}^2$ ).

Таблица 14 – Данные для расчётов

№ скважины	$\rho_{ж}$	$P_{пр}$	$P_{затр}$
102	1123,0	2,53	1,29
111	1243,0	3,37	0,75
112	1139,0	5,80	0,88
113	1245,5	4,69	0,57
122	1100,1	4,34	0,84
132	1114,0	5,81	0,34
200	985,6	4,49	0,62
101	1142,1	3,15	0,76
107	1098,0	3,68	1,44
108	1242,8	3,37	0,54
133	1222,9	3,75	1,50
136	1151,3	4,23	0,04
147	1168,2	3,37	0,20
148	1642,5	3,96	0,40
171	992,0	4,51	0,60



7. Определение фактической глубины спуска насоса под динамический уровень:

$$h_{\text{факт}} = L - H_{\text{дин}} \text{ (м)}, \quad (13)$$

где  $L$  – глубина спуска насоса, м;  $H_{\text{дин}}$  – высота динамического уровня, м.

**Таблица 15 – Данные для расчётов**

№ скважины	L	$H_{\text{дин}}$
102	1276,0	1143,0
111	1275,0	1068,0
112	1300,0	1183,0
113	1363,0	1219,0
122	1314,5	839,0
132	1310,9	1106,0
200	1390,0	822,0
101	1303,0	1137,0
107	1399,0	1153,0
108	1442,0	1268,0
133	1435,0	1189,0
136	1252,0	809,0
147	1445,2	1155,0
148	1292,0	1028,0
171	1452,1	1134,0

8. Определение разности между оптимальной и фактической глубиной погружения насоса:

$$h = H_{\text{опт}} - h_{\text{факт}}, \text{ (м)}. \quad (14)$$

**Таблица 16 – Данные для расчётов**

№ скважины	$H_{\text{опт}}$	$h_{\text{факт}}$
102	112,6	133,0
111	214,0	205,0
112	440,0	117,0
113	337,2	144,0
122	324,3	475,5
132	500,5	204,9
200	400,3	568,0
101	219,3	166,0
107	207,0	246,0
108	232,1	174,0
133	187,5	264,0
136	370,0	443,0
147	276,6	290,0
148	220,9	264,0
171	401,8	318,1

9. Определение коэффициента подачи насоса:

$$k = \frac{Q_{\text{факт}}}{Q_{\text{теор}}}, \quad (15)$$

где  $Q_{\text{факт}}$  – фактическая подача, м<sup>3</sup>/сут.;  $Q_{\text{теор}}$  – теоретическая подача, м<sup>3</sup>/сут.

Таблица 17 – Данные для расчётов

№ скважины	$Q_{\text{факт}}$	$Q_{\text{теор}}$
102	6,7	14,8
111	11,0	24,6
112	8,0	24,6
113	0,8	6,0
122	5,3	7,8
132	8,0	38,7
200	6,0	19,7
101	3,6	13,9
107	4,0	12,4
108	1,1	9,3
133	6,9	14,8
136	4,7	7,7
147	0,2	1,4
148	10,0	13,9
171	2,9	6,6

Таблица 18 – Анализ технологических режимов скважин

№ скважины	$G, \text{ м}^3/\text{м}^3$	$G_0, \text{ м}^3/\text{м}^3$	$\rho_{\text{ж}}, \text{ кг}/\text{м}^3$	$P_{\text{пр}}, \text{ МПа}$	$H_{\text{опт}}, \text{ м}$	$H_{\text{факт}}, \text{ м}$	Н, м	$\eta$
102	0,25	0,30	1123,0	2,53	112,55	133,0	-20,45	0,45
111	0,22	0,26	1243,0	3,37	214,00	205,0	9	0,44
112	0,39	0,48	1139,0	5,80	440,00	117,0	323	0,32
113	0,22	0,26	1245,5	4,69	337,19	144,0	193,2	0,13
122	0,54	0,64	1100,1	4,34	324,34	475,5	-151,1	0,67
132	0,47	0,56	1114,0	5,81	500,50	204,9	295,6	0,20
200	1,06	0,27	985,6	4,49	400,25	568,0	-167,8	0,30
101	0,20	0,24	1142,1	3,15	219,31	166,0	53,3	0,28
107	0,50	0,60	1098,0	3,68	207,00	246,0	-39	0,32
108	0,20	0,24	1242,9	3,37	232,12	174,0	58,1	0,11
133	0,23	0,27	1222,9	3,75	187,50	264,0	-76,5	0,46
136	0,33	0,39	1151,3	4,23	370,00	443,0	-73,0	0,61
147	0,20	0,24	1168,2	3,37	276,60	290,0	-13,4	0,14
148	1,91	0,25	1642,5	3,96	220,90	264,0	-43,1	0,71
171	0,21	0,29	992,0	4,51	401,78	318,1	83,68	0,43

### Выводы

Проведя анализ технологических режимов 15 скважин, обнаружилось, что:

1) если разница между фактическим и оптимальным уровнями имеет отрицательные значения, то это говорит о необходимости оптимизации режимов работы скважин с уменьшением отбора жидкости;

2) если разница между фактическим и оптимальным уровнями не имеет отрицательных значений, то это говорит об оптимальном режиме работы скважин (зависит от параметров работы скважины).

Если проанализировать коэффициент подачи насоса у 5 скважин (№№ 113, 132, 101, 108 и 147), то он оказывается низким. Работа данной установки считается удовлетворительной, если установка работает с коэффициентом подачи не менее 0,6.

Снижение коэффициента подачи насоса может происходить вследствие утечек жидкости в колонне подъёмных труб. Причиной этих утечек является плохое свинчивание муфтовых соединений труб, загрязнение резьбы, дефекты в резьбе, трещины в стенках труб. Поэтому при спуске НКТ в скважину следует внимательно следить за качеством их свинчивания, состоянием резьбы и наружной поверхности.

### 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., 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. – 348 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. 2. – 348 с.
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. Освоєння нафтових і газових свердловин. Наука і практика : монографія. – Львів : Сполом, 2018. – 476 с.
9. Бухаленко Е.И. Справочник по нефтепромысловому оборудованию. – М. : Издательство Недр, 1983. – 399 с.
10. Гавура В.Е. Геология и разработка нефтяных и газонефтяных месторождений. – М. : ВНИИОЭНГ, 1995. – 496 с.
11. Добыча нефти : Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений / Р.С. Андриасов, И.Т. Мищенко, А.И. Петров и др.; под общ. ред. Ш.К. Гиматудинова. – М. : Издательство Недр, 1983. – 455 с.
12. Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений : учебник для вузов. – М. : ОАО Издательство Недр, 1998. – 365 с.
13. Савенок О.В. Оптимизация функционирования эксплуатационной техники для повышения эффективности нефтепромысловых систем с осложнёнными условиями добычи. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013. – 336 с.
14. Мероприятия по борьбе с АСПО в добывающих скважинах оборудованных ШСНУ на Степановском месторождении. – URL : [http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0a65635a2ac78a4c43b88521316c26\\_0.html](http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0a65635a2ac78a4c43b88521316c26_0.html)
15. Савенок О.В., Кусов Г.В., Шостак Н.А. Анализ эффективности применения методов борьбы с АСПО на фонде скважин ООО «РН - Краснодарнефтегаз» : Современные технологии капитального ремонта скважин и повышения нефтеотдачи и пластов. Перспективы развития / Сборник докладов 5-й Международной научно-практической конференции. Геленджик, Краснодарский край, 2010 / ООО «Научно-производственная фирма «Нитпо». – Краснодар : ООО «Научно-производственная фирма «Нитпо», 2010. – С. 279–282.
16. Антониади Д.Г., Шостак Н.А., 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.

17. Шахмеликьян М.Г., Хайдара Мохаммед Брехима, Ганга Иванов Адриану Табита. Анализ эффективности паротеплового воздействия на II пласт II блока месторождения Катангли : 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. 313–322. – URL : <http://www.id-yug.com/images/id-yug/Bulatov/2017/2/PDF/2017-V2-313-322.pdf>

18. Березовский Д.А., Кусов Г.В., Шахмеликьян М.Г., Кумбе Эдсон Леонел Виторину. Анализ технологий теплового воздействия на пласты высоковязких нефтей месторождения Узень // НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – № 3. – С. 100–123.

19. 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 АС-ПО // НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – № 3. – С. 124–141.

20. Шахмеликьян М.Г., Матвеева И.С. Анализ эффективности технологии термополимерного воздействия на пласт на месторождениях с высоковязкими нефтями на примере Мишкинского нефтяного месторождения // Вестник студенческой науки кафедры информационных систем и программирования. – 2018. – № 01. – URL : <http://vsn-isp.ru/pdf/2018/01/19.pdf>

21. Нвизуг-Би Лейи Ключверт. Анализ методов разработки месторождений высоковязких нефтей и природных битумов // НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – № 1. – С. 168–188.

22. Булатов А.И., Кусов Г.В., Савенок О.В. Асфальто-смоло-парафиновые отложения и гидратообразования: предупреждение и удаление // Свидетельство о государственной регистрации базы данных № 2013620192. Заявка № 2012621424. Дата поступления 13 декабря 2012 г. Зарегистрировано в Реестре баз данных 9 января 2013 г.

#### References:

1. Antoniadis D.G., Savenok O.V., Shostak N.A. Theoretical bases of development of oil and gas fields : manual. – Краснодар : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2011. – 203 p.
2. Bulatov A.I., Kusov G.V., Savenok O.V. Asfalto-smolo-parafinovyе deposits and hydrate formations: prevention and removal in 2 volumes : manual. – Краснодар : Publishing house – the South, 2011. – Т. 1. – 348 p.
3. Bulatov A.I., Kusov G.V., Savenok O.V. Asfalto-smolo-parafinovyе deposits and hydrate formations: prevention and removal in 2 volumes : manual. – Краснодар : Publishing house – the South, 2011. – Т. 2. – 348 p.
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. – Краснодар : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2011. – 603 p.
5. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repairs of oil and gas wells in 4 volumes. – Краснодар : Publishing house – the South, 2012–2015. – Т. 1–4.
6. Bulatov A.I., Savenok O.V. Praktikum on discipline «Completion oil and gas wells» in 4 volumes : manual. – Краснодар : 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. – Краснодар : Publishing house – the South, 2016. – 576 p.
8. Bulatov A.I., Kachmar Yu.D., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Osvoennya naftovy i gazovy sverdlovin. Science i practice : monograph. – L'viv : Spol, 2018. – 476 p.
9. Bukhalenko E.I. Reference book on the oil-field equipment. – M. : Publishing house Subsoil, 1983. – 399 p.
10. Gavura V.E. Geology and development of oil and gas-oil fields. – M. : VNIIOENG, 1995. – 496 p.
11. Oil production : The reference guide on design of development and operation of oil fields / R.S. Andriasov, I.T. Mishchenko, A.I. Petrov, etc.; under a general edition of Sh.K. Gimatudinov. – M. : Publishing house Subsoil, 1983. – 455 p.
12. Zheltov Yu.P. Development of oil fields: the textbook for higher education institutions. – M. : JSC Publishing House Nedra, 1998. – 365 p.
13. Savenok O.V. Optimization of functioning of the operational equipment for increase in efficiency of oil-field systems with the complicated production conditions. – Краснодар : Publishing house – the South, 2013. – 336 p.

14. Actions for fight against ASPO in production wells of the equipped ShSNU on the Stepanovsky field. – URL : [http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0a65635a2ac78a4c43b88521316c26\\_0.html](http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0a65635a2ac78a4c43b88521316c26_0.html)

15. Savenok O.V., Kusov G.V., Shostak N.A. 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 development / Collection of reports of the 5th International scientific and practical conference. Gelendzhik, Krasnodar Krai, 2010 / LLC Nitpo Scientific and Production Firm. – Krasnodar : LLC Research and Production Firm Nitpo, 2010. – P. 279–282.

16. Antoniadis D.G., Shostak N.A., Savenok O.V., Ponomarev D.M. The analysis of the existing methods of fight against asphaltomoloparaffinovy deposits (ASPO) at oil production // the Scientific and technical magazine «Stroitelstvo Neftnyanykh I Gazovykh Skvazhin Na Sushe I Na More». – M. : VNIIOENG, 2011. – No. 9. – P. 32–37.

17. Shakhmelikyan M.G., Haidar Mohammed of Brekhim, Ganges Ivanov to Adrian Tabitha. Analysis of efficiency of steam impact on the II layer II of the block of the Katangli field : Bulatovsky readings / materials the I International scientific and practical conference (on March 31, 2017) in 5 volumes : the 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. 313–322. – URL: <http://www.id-yug.com/images/id-yug/Bulatov/2017/2/PDF/2017-V2-313-322.pdf>

18. Berezovsky D.A., Kusov G.V., Shakhmelikyan M.G., Kumbe Edson Leonel Vitorinu. Analysis of technologies of thermal impact on layers high-viscosity neftny fields Uzen // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – No. 3. – P. 100–123.

19. 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. – No. 3. – P. 124–141.

20. Shakhmelikyan M.G., Matveeva I.S. The analysis of efficiency of technology of thermopoly-dimensional impact on layer on fields with high-viscosity neftnyam on the example of the Mishkinsky oil field // the Messenger of student's science of department of information systems and programming. – 2018. – No. 01. – URL: <http://vsn-isp.ru/pdf/2018/01/19.pdf>

21. Nvizug-Bee Leyi Klyuvert. Analysis of methods of development of fields high-viscosity neftny and natural bitumens // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing house – the South, 2018. – No. 1. – P. 168–188.

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