

УДК 622.276:005.551

**МОДЕРНИЗАЦИЯ КУСТОВ СКВАЖИН МЕСТОРОЖДЕНИЙ
НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ**

**MODERNIZATION OF BUSHES OF WELLS ON THE LATE STAGE
OF DEVELOPMENT**

Шафиков И. И.

**Уфимский государственный нефтяной технический университет,
г. Уфа, Российская Федерация**

I. I. Shafikov

**Ufa State Petroleum Technological University,
Ufa, Russian Federation**

e-mail: iljas.schafikoff@yandex.ru

Аннотация. Многие нефтяные месторождения России быстро приближаются к поздним стадиям разработки, что отрицательно сказывается на экономической целесообразности их развития. Данный факт заставляет нефтяные компании совершенствовать методы разработки и эксплуатации этих месторождений, чтобы снизить затраты на организацию добычи.

Крупные нефтяные компании для снижения расходов по эксплуатации скважин прибегают к модернизации кустов скважин. Со временем добываемая нефть становится все более вязкой, поэтому возникает проблема снижения этой вязкости. В статье рассматривается переход от одноколлекторной схемы сбора сырой нефти со скважин к двухколлекторной. На модернизированном кусте предусмотрен специальный узел подачи воды, обеспечивающий снижение вязкости

нефти до значений, сопоставимых с вязкостью воды, путем закачки очищенной и подготовленной воды с кустовой насосной станции.

Цена оборудования после модернизации дороже за счет большого количества дорогих электроприводных задвижек, но это оправдано, т. к. благодаря новой схеме сбора возможен вывод замерных установок на ремонт без остановки добычи. Также улучшается ремонтпригодность оборудования, т. к. большинство установок теперь находится на поверхности земли. У ремонтных бригад нет необходимости извлекать дефектные элементы из-под земли для устранения неполадок. Улучшится защита оборудования от коррозии, т. к. на модернизированном кусте применяют ингибиторную защиту технологических трубопроводов от коррозии с помощью блока дозирования химреагента.

Таким образом, оптимизация обустройства кустов скважин нефти и газа может стать затратным предприятием, но это вполне оправдано, т. к. в долгосрочной перспективе это приносит весомые плоды.

Abstract. Many oil deposits of Russia quickly become mature production fields having an adverse effect on the economic feasibility of their development. This fact makes the oil companies improve methods and recovery techniques of these fields to lower the costs of oil reservoir engineering.

Large oil companies apply for well clusters modernization to decrease well service costs. With time the extracted oil becomes more and more viscous therefore there is a problem of decreasing this viscosity. The article considers the transition from the scheme of one-line crude oil gathering system to separate gathering. The modernized cluster has a special water feed station providing a decrease in oil viscosity up to the values comparable to water viscosity by injecting purified and treated water from water-injection pumping station.

The price of the equipment after modernization is more expensive due to a large number of expensive motor operated valves, but it is justified by metering units' maintenance with non-stop production. Also, the maintainability of the equipment is improved, because the most of the installations are on the surface

now. The repair teams do not need to remove faulty items from the ground for troubleshooting. The corrosion protection of the equipment is also improved because the modernized cluster is supplied by inhibiting corrosion protection of pipelines made by chemical injection skid.

Thus, the optimization of oil and gas well clusters organization could become an expensive enterprise, but it is quite justified as in the long term it is favourable.

Ключевые слова: нефтяные месторождения, совершенствование методов разработки, одноколлекторная, двухколлекторная система сбора, модернизация кустов скважин, снижение вязкости нефти.

Key words: oil deposits, improving development methods, one-collector, two-collector the system of collection, modernization bushes wells, decrease oil viscosity.

В настоящее время большинство нефтяных месторождений Сибири находятся на поздней стадии разработки, которая характеризуется высокой степенью обводненности продукции скважин, что отрицательно сказывается на их рентабельности. Это заставляет нефтяные компании проводить оптимизацию методов разработки и эксплуатации месторождений с целью экономии ресурсов, затрачиваемых на организацию добычи нефти. Одним из способов оптимизации является модернизация куста скважин [1].

Для примера рассмотрим проект модернизации куста скважин № 1 Чистого месторождения, находящегося в Тюменской области. Основные его характеристики представлены в таблице 1.

Таблица 1.

Параметр	Значение
Объем добычи нефти среднесут. (max по скв.), т/сут	24
Объем добычи жидкости среднесут. (max по скв.), м ³ /сут	49
Объем добычи нефти по кусту, т/сут (max)	317,45
Объем добычи жидкости по кусту, м ³ /сут (max)	737,06
Объем добычи газа по кусту, нм ³ /сут (max)	22333
Газовый фактор, м ³ /т	73,2
Объем закачки воды (max по кусту), м ³ /сут	783,2

Нефть на этом участке считается тяжелой, т. к. ее плотность варьируется от 0,950 г/см³ до 1 г/см³. На текущий период добыто около 75 % извлекаемых запасов, обводненность продукции составляет порядка 80 %.

Несмотря на то, что нефть считается тяжелой по своим параметрам, она является уникальной, т. к. содержание серы в ней ниже, чем в сорте Brent, который является наиболее привлекательным по цене и качеству. Также нефть Чистого месторождения довольно низкопарафинистая, при смешивании она способна улучшить качество высокосернистых нефтей. Стоит отметить, что даже при температуре минус 26 °С, данная нефть не замерзает, что крайне положительно сказывается на стоимости ее транспортировки.

До модернизации на проектируемых добывающих скважинах был принят механизированный способ эксплуатации с помощью погружных электроцентробежных насосных установок.

Проектом была принята герметизированная однотрубная система совместного сбора нефти.

Жидкость с растворенным в ней газом под устьевым давлением скважин по выкидным трубопроводам поступала на измерительные установки, размещенные на кусте скважин, где замерялся дебит скважин по жидкости и газу. Переключение скважин на замер осуществлялось по заданной программе с пульта диспетчера или в ручном режиме. После измерительных установок жидкость под собственным давлением по

нефтегазосборным сетям поступала в существующую систему нефтегазосбора.

На кусте скважин для поддержания пластового давления и темпов добычи нефти предусматривалась подача воды в продуктивные пласты через нагнетательную скважину по следующей схеме: кустовая насосная станция – высоконапорный водовод – нагнетательная скважина. Высоконапорный водовод-коллектор располагался вдоль фронта скважин надземно на трубопроводах подвода воды к нагнетательной скважине.

Устья добывающих скважин для удобства обслуживания фонтанной арматуры оборудовались лубрикаторными площадками.

Для пропарки выкидных линий и опорожнения фонтанной арматуры при проведении ремонтных работ в обвязке скважин в низких точках предусматривались спускники с запорными клапанами, в верхних точках – воздушники.

В число основных проектных решений до модернизации при устройстве месторождений также входили такие решения как:

- располагались скважины на кустах группами по 4 скважины в один ряд, расстояние между скважинами в группе – 5 м, между группами скважин – 15 м;
- замер продукции скважин производился измерительными установками;
- отработка нагнетательных скважин на нефть с последующим подъемом электроцентробежных насосных установок и полной переобвязкой скважин под нагнетание водой с подключением к проектируемому высоконапорному водоводу.

Технологическая схема сбора и транспорта обеспечивала выполнение основных требований, таких как: герметичность процесса и одноструйный транспорт нефтегазовой смеси.

Количество скважин в кусте не превышало 5 (из них 4 добывающие и 1 нагнетательная), это соответствовало проекту разработки месторождения.

Данные результатов гидравлического расчета трубопроводов представлены в таблице 2.

Таблица 2.

В системе	Давление, МПа	
	Рабочее	Расчётное
ППД	16,64	20
Нефтегазопровод	4,0	4,0

Рабочим давлением в высоконапорных водоводах принималось максимальное давление, которое создавалось насосом кустовой насосной станции при минимальной расчетной производительности, с учетом подпора и разности геодезических отметок рельефа местности.

Выкидные трубопроводы, нефтегазосборный трубопровод, дренажные трубопроводы и трубопровод сброса прокладывались на глубине не менее 0,8 м до верхней образующей трубы, высоконапорные водоводы на глубине не менее 1,8 м также до верхней образующей трубы. Дренажная линия от измерительной установки, трубопровод сброса с предохранительного клапана прокладывались под землей с уклоном не менее $0,003^\circ$ в сторону дренажной емкости.

Продукция от добывающих и нагнетательных (в период отработки на нефть) скважин по герметизированной системе под рабочим давлением ($P_{\max} = 4,0$ МПа), температурой от 5°C до 40°C по индивидуальным трубопроводам поступала на измерительные установки. После этого смесь нефти, газа и воды по проектируемому нефтегазосборному трубопроводу и далее по системе нефтегазосборных трубопроводов транспортировалась на дожимную насосную станцию месторождения.

Обвязка устьевого арматуры снабжалась необходимыми приборами для измерения давления на выкидной линии скважины и передаче его на станцию управления электроцентробежных насосных установок. Для

измерения давления в межколонном пространстве и на буфере скважины предусматривались местные манометры.

Нагнетательная скважина в первоначальный период эксплуатации обрабатывалась на нефть механизированным способом с подключением её к измерительной установке. После отработки она переподключалась к высоконапорному водоводу от кустовых насосных станций месторождения. На кустовой площадке куста скважин предусматривалась централизованная система поддержания пластового давления от кустовых насосных станций. Также устанавливался расходомер количества закачиваемой в пласт воды на каждой линии скважин.

Для защиты почвы от загрязнений в результате возможных утечек от устьев скважин и опорожнения устьевой арматуры при ремонте скважин проектом предусматривались индивидуальные приустьевые забурники, сделанные из листовой стали. Далее утечки с устьевых забурников поступали в передвижные емкости.

Дренаж от технологического оборудования, сбор сброса от предохранительного клапана измерительной установки транспортировался по дренажным коллекторам в подземную дренажную ёмкость. Опорожнение дренажной емкости по мере заполнения осуществлялось самовсасывающим передвижным насосным агрегатом с помощью резиновых шлангов. Один конец шланга присоединялся к патрубку, через который выходил продукт, на нем устанавливалась запорная арматура. Второй конец шланга подсоединялся к узлу соединения шланга с нефтегазосборным трубопроводом, на котором устанавливалась запорная арматура.

Дренажная ёмкость сообщалась с атмосферой путём дыхательной линии с огнепреградителем.

Проектом предусматривалось оборудование отечественной сборки блочной поставки, которое обеспечивало минимальные потери

углеводородного сырья, противопожарную, эксплуатационную и экологическую безопасность объектов, предусмотренных проектом.

Сопоставление некоторых технологических решений до и после модернизации представлено в таблице 3.

Таблица 3.

Наименование	До модернизации	После модернизации
Система сбора нефти	Одноколлекторная	Двухколлекторная
Замерная установка	АГЗУ на 14 подключений (2 шт.) измерительные установки типа «МЕРА ММ-40-14-400».	ЗУ на 1 подключение с системой управления электроприводными задвижками
Движение нефти после АГЗУ	По нефтегазосборному трубопроводу на установку подготовки нефти	
Расположение трубопровода в пределах кустовой площадки	Подземное	Надземное
Использование теплоизоляции	Нет	Да
Защита скважинного оборудования	Ингибиторная защита от парафино- и солеотложений с помощью передвижной установки дозирования реагента УДХ	Ингибиторная защита технологических трубопроводов от коррозии с помощью блока дозирования реагента БДХ
Заводское антикоррозионное покрытие	Да	Нет
Снижение вязкости	Нет	Да
Дренажная емкость	2 шт. ($V = 8 \text{ м}^3$)	1 шт. ($V = 8 \text{ м}^3$)
Защита от превышения давления в системе газосбора	Дроссель, предохранительный клапан СППК	Обратный клапан и отключающая запорная арматура
Сбор загрязненных стоков при ремонте скважин	Приямки с крышками	Инвентарные поддоны и емкости

Очистка внутренней полости выкидных трубопроводов и оборудования от асфальтосмолопарафиновых отложений в процессе эксплуатации осуществлялась промывкой нагретой нефтью с использованием агрегата депарафинизации АДПМ.

В качестве измерительных установок на проектируемых кустах скважин были приняты измерительные установки типа «МЕРА ММ-40-14-400».

Установки предназначались для непрерывных или дискретных замеров расходов и количеств компонентов, которые получались в результате сепарации продукции соответственно одной или нескольких нефтяных скважин, а также индикации, архивирования и передачи результатов измерений и аварийных сигналов на диспетчерский пункт нефтяного промысла. Установка обеспечивала для каждой подключенной на замер нефтяной скважины:

- прямой замер среднего массового расхода и массы сырой сепарированной нефти;
- прямой замер, приведенный к стандартным условиям, среднего объемного расхода и объема выделившегося в результате сепарации свободного нефтяного газа;
- прямые или косвенные замеры влагосодержания (W_m – массового или W_o – объемного);
- косвенные замеры среднего массового расхода нефти и массы сепарированной безводной нефти.

Обслуживание установки должно быть периодическим и производиться обученным персоналом.

Виды технического обслуживания, предусмотренные при посещении обслуживающим персоналом:

- проверка на герметичность фланцевых соединений;
- проверка на герметичность технологического оборудования;
- проверка на герметичность соединений приборов и средств автоматики;
- проверка предохранительного клапана;
- уборка помещений от загрязнений и отходов.

Сравнение измерительных установок до и после модернизации приведено в таблице 4.

Таблица 4.

Наименование параметра	Измерительная установка	Замерная установка
Диапазон производительности скважин, м ³ /сут.	10-400	До 3000
Производительность измеряемой скважины по газу, нм ³ /сут	до 40000	До 90000
Рабочее давление измеряемой среды, МПа, не более	4,0	4,0
Количество подключаемых к установке скважин, шт.	5	5
Давление срабатывания предохранительного клапана на сепарационной емкости, МПа	4,6	4,5
Температура внутри помещения, °С, не ниже	+10	+5
Плотность жидкости, кг/м ³	700-1100	700-1200
Температура, °С	плюс 1–80	До 121
Вязкость кинематическая при 20 °С, сСт	до 500	
Газовый фактор, м ³ /т	до 1000	
Климатическое исполнение по ГОСТ 15150-69*	Холодный климат на открытом воздухе (+40/-60 С°)	Умеренный и холодный климат на открытом воздухе (+40/-60 С°)
Исполнение приборов	Взрывозащищенное	

К сожалению, для текущего периода разработки месторождения, первоначальная схема сбора скважинной продукции на промысле устарела, т. к. практически все составляющие куста находятся под землей, а их ремонт очень сложен. Также, ввиду особенности свойств нефти на месторождении, необходимо активно снижать её вязкость. Для этого предусмотрена установка узла подачи воды, обеспечивающая снижение вязкости нефти до значений, сопоставимых с вязкостью воды, путем закачки очищенной и подготовленной воды с кустовой насосной станции в нефтегазосборный коллектор для обеспечения оптимального режима течения жидкости по нефтегазосборным сетям, трубу не забивает, исключается её перегрев. К тому же надземная прокладка труб значительно облегчает обслуживание трубопроводов и контроль,

позволяющий исключить прорывы и выход из строя труб, а также снижает гидравлические потери, которые присутствуют при подземной прокладке с учетом подъемов над землей и опусков труб при подключении к оборудованию или при установке запорной арматуры.

Модернизация куста скважин подразумевает его полную реконструкцию [2]. Старое оборудование, отслужившее свой рабочий срок, необходимо извлечь из-под земли, демонтировать, а на его месте расположить новое оборудование с принципиально новой системой сбора скважинной продукции. Новым проектом разработки предложена двухколлекторная схема сбора сырой нефти со скважин. На проектируемых добывающих скважинах способ эксплуатации такой же – механизированный, с помощью электроцентробежных насосов.

Технологическими схемами кустовых площадок предусмотрено подключение выкидных трубопроводов от добывающих и нагнетательных с отработкой на нефть скважин к замерному и нефтегазосборному коллектору с установкой на каждом подключении электроприводных задвижек (узел переключающей арматуры).

Продукция добывающих и нагнетательных при отработке на нефть скважин с давлением 2 МПа для кустовой площадки, и температурой 10 °С поступает по выкидным трубопроводам на узел переключающей арматуры. Электроприводные задвижки предназначены для поочередного автоматического переключения скважин на замер через замерной коллектор, который подсоединяется к замерной установке, либо для подачи продукции скважин в нефтегазосборный трубопровод. Продукция из одной скважины направляется на замерную установку, продукция остальных скважин – в нефтегазосборный коллектор. Измерение осуществляется последовательно для каждой скважины в автоматическом режиме.

После замерной установки продукция замеряемой скважины подается в нефтегазосборный трубопровод. Продукция скважин с кустовых площадок

транспортируется по нефтегазосборным сетям на центральный пункт сбора Чистого месторождения.

Для пропарки нефтегазосборного и замерного коллекторов предусмотрено в начале этих трубопроводов узлы подключения пароперемещивной установки.

В связи с высокой вязкостью нефти и, как следствие, возможными отложениями АСПО в промысловых трубопроводах на нефтегазосборном коллекторе предусматривается подключение агрегата депарафинизации для промывки горячей нефтью трубопроводов.

Для кустовой площадки до 2026 г. предусмотрен режим «гидротранспорта» скважинной продукции, что позволит снизить вязкость нефти до значений, сопоставимых с вязкостью воды и тем самым обеспечить оптимальный режим течения для нефтегазосборных сетей.

Под определением «гидротранспорт» понимается транспорт нефти в режиме «обратной эмульсии» – искусственное поддержание обводнённости скважинной продукции выше 70 %. При данном значении обводненности достигается точка инверсии фаз и вязкость снижается.

Принцип работы системы «гидротранспорта» заключается в следующем: часть воды с температурой 115 °С из системы водоводов высокого давления отбирается на кустовой площадке и по трубопроводу направляется в систему нефтегазосбора. Точка врезки водовода предусмотрена на выходе нефтегазосборного трубопровода с площадки куста скважин после замерной установки. Регулирование расхода воды на гидротранспорт осуществляется в дистанционном режиме с пульта оператора в зависимости от объема добычи скважинной продукции и обводненности нефти. Остальной объем воды направляется на закачку в систему ППД.

Воду на гидротранспорт подают через узел подачи воды, где предусматривается два трубопровода (рабочий и резервный).

С целью защиты трубопровода от превышения давления в системе нефтегазосбора и регулирования давления до 4 МПа устанавливают: дроссель, способствующий снижению давления воды, предохранительный клапан, сброс от которого происходит в подземную дренажную емкость, а также клапан, который регулирует расход воды на гидротранспорт, расходомер и отключающая арматура.

Поддержание пластового давления площадок организации гидротранспорта скважинной продукции и кустов скважин производится с помощью воды путём подачи ее высоконапорными насосами с кустовой станции месторождения. Вода в нагнетательные скважины на кустовых площадках подается через распределительный высоконапорный водовод (коллектор). Каждая нагнетательная скважина подключается к распределительному коллектору через отдельный трубопровод, на котором устанавливается счетчик расхода воды и отключающая арматура.

Для защиты подземного оборудования добывающих скважин и трубопроводов от асфальтосмолопарафиновых отложений (на первом этапе разработки месторождения) на кустовых площадках организуется подача ингибитора асфальтосмолопарафиновых отложений в затрубное пространство добывающих скважин путём специально предусмотренного штуцера во фланце фонтанной арматуры. С повышением обводненности продукции скважин предусматривают замену ингибитора асфальтосмолопарафиновых отложений на ингибитор солеотложений [3]. Ввод реагента производится с помощью электронасоса передвижной установки дозированной подачи химреагента шкафного типа.

Дренажи от технологических сооружений и трубопроводов кустовой площадки собираются по дренажным трубопроводам в дренажную емкость.

Для защиты от замерзания продукта, снижения вязкости и обеспечения возможности откачки в дренажной емкости предусмотрен погружной электроподогреватель и теплоизоляция.

Жидкость после заполнения дренажной емкости собирается полупогружным насосом, который устанавливается в люке емкости, в передвижные средства, с последующим вывозом на площадку центрального пункта сбора нефти месторождения для возврата в технологический процесс подготовки нефти. Также емкость оборудована патрубком, подключающим насос автоцистерны.

Сбор загрязненных стоков у устьев скважин, полученных при ремонте скважин, осуществляется в инвентарные поддоны и емкости. Откачка жидкости из приемков выполняется спецтехникой с последующим вывозом на площадку центрального пункта сбора нефти.

Также на промысле предусмотрена замерная установка безсепарационного типа с трехфазным расходомером.

Измерение массового расхода количества сырой нефти, нефтяного газа, а также объемной доли воды производится путём многофазного расходомера. Расходомер состоит из блока-источника, трубы Вентури и регистрирующего устройства.

Благодаря техническим характеристикам установки обеспечивается ее эксплуатация в диапазоне физико-химических свойств рабочей среды.

Все оборудование замерной установки монтируется на металлическом основании.

На основании по периметру рамы крепятся панели укрытия. Укрытие блока отличается легкостью, прочностью, устойчивостью к атмосферным воздействиям, хорошими теплоизоляционными свойствами.

Основные технические характеристики замерных установок представлены в таблице 5.

Таблица 5. Основные технические характеристики замерных установок

№	Параметры	Значение	
		До модернизации	После модернизации
1	Количество подключаемых скважин на кустовой площадке, шт.	5	14
2	Производительность замерной установки: – по жидкости, м ³ /сут, в пределах – по газу, м ³ /сут	до 3000 до 900000	до 400 до 40000
3	Газовый фактор при стандартных условиях, м ³ /м ³	не ограничено	до 1000 м ³ /т
4	Температура измеряемой среды, °С	до +121	до +80
5	Температура внутри блока, °С, не ниже	+5	+10
6	Потребляемая мощность, не более, кВт	20	30
7	Гарантийный срок эксплуатации, г.	Не менее 20	Не менее 25

На модернизированном кусте предусмотрена дренажная емкость объемом 8 м³ типа ЕП 8-2000-1300-3, обеспечивающая полное опорожнение трубопроводной эстакады технологического оборудования, сбора сброса с предохранительного клапана системы «гидротранспорта».

Емкость комплектуется центробежным электронасосным агрегатом для откачки продукта из емкости в передвижные средства. Устанавливаемый электронасосный агрегат состоит из центробежного, вертикального полупогружного насоса и двигателя во взрывозащищенном исполнении.

Насос поставляется в комплекте с ответным фланцем на напорном патрубке насоса, прокладкой и крепежными изделиями.

Для защиты от атмосферных осадков электродвигателя насосного агрегата предусмотрен съемный козырек.

Откачка жидкости из емкости предусмотрена в передвижные средства, также предусмотрен обогрев емкости погружным подогревателем.

Оборудование измерения продукции скважин на кусте стало дороже за счет большого количества дорогих электроприводных задвижек, хотя АГЗУ на большое количество подключений в комплекте с переключателем скважин многоходовым дороже, чем замерная установка на одно подключение. Но благодаря схеме сбора на кусте стал возможен вывод

замерной установки на ремонт без остановки добычи, благодаря возможности перекачки продукции скважин по нефтегазосборному коллектору в обход замерной установки.

Затраты на установки дозирования и закуп реагентов [4] обоснованы значительным увеличением безаварийного срока службы трубопроводов и оборудования, отсутствием необходимости предусматривать в трубах заводское внутреннее антикоррозионное покрытие.

Надземная прокладка сильно облегчает процесс обслуживания трубопроводов и контроль, которые позволяют исключить прорывы и поломки труб, а также снизить гидравлические потери, которые присутствуют при подземной прокладке.

Выводы

Проблема эксплуатации месторождений на поздней стадии разработки становится все более значительной для нефтегазовой отрасли. Запасы нефти и газа стремительно истощаются, а новые месторождения вводятся в эксплуатацию не столь быстро, как требует того современное экономическое положение. Возможно, спустя некоторое время, ученые разработают экономически выгодные способы извлечения запасов полезных ископаемых из недр земли в труднодоступных регионах нашей планеты, но пока это лишь планы и надежды. Поэтому метод модернизация кустов скважин уже существующих месторождений, считается одним из наиболее эффективных, т. к. он проверенный и гарантированно оправданный.

Список используемых источников

1 О модернизации старых нефтяных месторождений Западной Сибири и комплексном проектировании их разработки и обустройства / С. М. Соколов и др. // Нефтяное хозяйство. 2009. № 11. С. 54-56.

2 Новые технологии модернизации обустройства старых нефтяных месторождений/ В. Ф. Шаякберов, Р. Р. Исмагилов и др. // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». 2010. № 1. С. 8-11.

3 Способ защиты от коррозии и солеотложений внутрискважинного оборудования / Ю. В. Антипин, Р. Ф. Габдуллин, Н. Р. Яркеева, М. И. Саматов, С. В. Дорофеев, И. Ф. Алетдинов: пат. № 2174590 Рос. Федерация. 04.12.2000.

4 Защита обсадной колонны и оборудования скважины от коррозии и отложения солей ингибиторами композициями в составе азотосодержащих пен / Р. Ф. Габдуллин, Р. Р. Мусин, Ю. В. Антипин, Н. Р. Яркеева и др. // Нефтяное хозяйство. 2005. № 7. С. 102-105.

References

1 O modernizacii staryh neftyanyh mestorozhdenii Zapadnoi Sibiri i kompleksnom proektirovanii ih razrabotki i obustroistva / S. M. Sokolov i dr. // Neftyanoe hozyaistvo. 2009. № 11. S. 54-56. [in Russian].

2 Novye tehnologii modernizacii obustroistva staryh neftyanyh mestorozhdenii/ V. F. Shayakberov, R. R. Ismagilov i dr. // Nauchno-tehnicheskii vestnik ОАО «НК «Rosneft'». 2010. № 1. S. 8-11. [in Russian].

3 Sposob zashity ot korrozii i soleotlozhenii vnutriskvazhinnogo oborudovaniya / Yu. V. Antipin, R. F. Gabdullin, N. R. Yarkeeva, M. I. Samatov, S. V. Dorofeev, I. F. Aletdinov: pat. № 2174590, Ros. Federaciya. 04.12.2000. [in Russian].

4 Zashita obsadnoi kolonny i oborudovaniya skvazhiny ot korrozii i otlozheniya solei ingibitorami kompozitsiyami v sostave azotosoderzhashih pen / R. F. Gabdullin, R. R. Musin, Yu. V. Antipin, N. R. Yarkееva i dr. // Neftyanoe hozyaistvo. 2005. № 7. S. 102-105. [in Russian].

Сведения об авторах

About the authors

Шафиков И. И., бакалавр, гр. БГР-15-01 ФГБОУ ВО «УГНТУ», г. Уфа,
Российская Федерация

I. I. Shafikov, Bachelor, BGR-15-01 of Group FSBEI HE «USPTU», Ufa,
Russian Federation

e-mail: iljas.schafikoff@yandex.ru