

УДК 622.276.58.054.2

Проблемы при эксплуатации дожимных насосных станций в процессе разработки Имилорского месторождения

Е. Р. Шакиров^{1*}, Н. Н. Конушина¹, С. А. Леонтьев²

¹Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть», г. Тюмень, Россия

²Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

*e-mail: ShakirovER@tmn.lukoil.com

Аннотация. В статье освещены проблемы эксплуатации дожимной насосной станции в процессе разработки нефтяного месторождения. В ходе эксплуатации обводненность продукции увеличивается, соответственно, возникает потребность в инженерных решениях, обеспечивающих сохранение пропускной способности участка, уменьшение доли воды в добываемой нефти, а также уменьшение загруженности функционирующего технологического оборудования. Практическая значимость статьи обусловлена решением вышеописанной проблемы путем проектирования дожимной насосной станции и установки предварительного сброса воды двумя независимыми этапами, что позволит ввести в работу сначала дожимную насосную станцию, затем, по мере роста добычи жидкости, установку предварительного сброса пластовой воды. Данное решение позволяет сохранять пропускную способность участка, подготавливать промысловую нефть к приему на центральные пункты приема и подготовки нефти. При проектировании и реализации первого этапа предусматриваются точки подключения, отвод земли, электропитание с учетом перспективного этапа. Ввод в работу установки предварительного сброса воды решает проблему сохранения пропускной способности участка трубопроводов до пункта приема и одновременно является источником воды для поддержания пластового давления.

Ключевые слова: дожимная насосная станция; сброс воды; реконструкция; установка предварительного сброса воды; промысловые системы сбора нефти и газа; подготовка подтоварной воды

Operation problems of booster pumping stations during the development of the Imilorskoye oil field

Evgeny R. Shakirov^{1*}, Natalia N. Konushina¹, Sergey A. Leontiev²

¹KogalymNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC, Tyumen, Russia

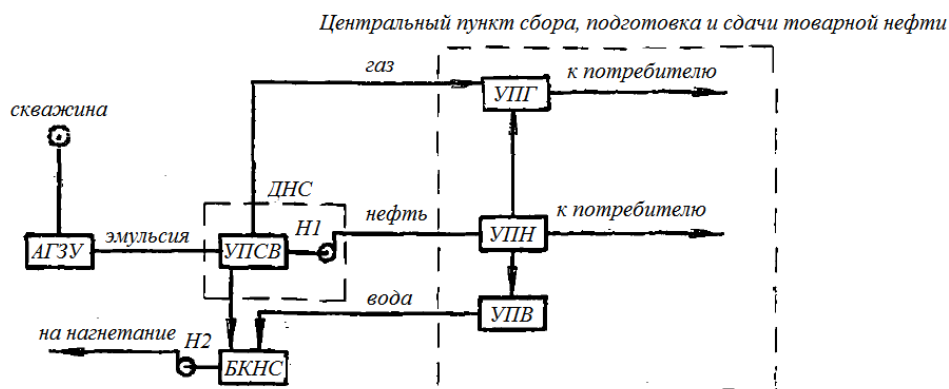
²Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

*e-mail: ShakirovER@tmn.lukoil.com

Abstract. The article is devoted to the problems of operating a booster pumping station in the process of developing an oil field. During operation, the water cut of the product increases, and accordingly there is a need for engineering solutions that ensure the preservation of the throughput of the site, a decrease in the proportion of water in the oil produced, and a decrease in the workload of the operating technological equipment. The practical significance of the article is due to the solution of

Key words: booster pumping station; water discharge; reconstruction; installation of preliminary water discharge; field oil and gas gathering systems; preparation of produced water

На территории Западной Сибири применяется унифицированная схема системы сбора и подготовки продукции нефтяных скважин (рис. 1) (разработка институтов «Гипровостокнефть» и «ВНИИСПТнефть»), главный принцип которой — совмещение в системе гидродинамических и физико-химических процессов предварительной подготовки добываемой нефти.



85

Далее представлено описание данной схемы (см. рис. 2).

Газонасыщенная нефтяная эмульсия поступает на входную гребенку с избыточным давлением 0,7 МПа и температурой плюс 5–11 °С.

От узла запорной арматуры газожидкостная смесь (ГЖС) по двум успокоительным трубопроводам подается на площадку сепарационной установки.

ГЖС на площадке сепарации подается под слой жидкости в аппараты первой ступени сепарации С-1. Сепараторы имеют параллельную обвязку для обеспечения их равномерной загрузки и снижения пульсаций [6]. На выходе нефтяной эмульсии из каждого сепаратора установлен регулирующий клапан Кл.1, поддерживающий уровень раздела фаз в сепараторе «газ — нефть».

После первой ступени сепарации нефтяная эмульсия направляется в печи нагрева. Для создания оптимальных условий процесса сепарации эмульсия нагревается до +40 °С [7].

После сепарации нефтяная эмульсия поступает в насосную станцию внешней перекачки нефти Н-1. На выкидных линиях установлены обратный клапан, арматура с электроприводом.

С целью увеличения срока службы трубопроводов используется защитное покрытие совместно с ингибитором коррозии, понижающим коррозионную активность [8].

На рисунке 3 представлена динамика добычи жидкости Имилорского месторождения. Из графика можно увидеть, что за первые десять лет наблюдается резкий рост добычи жидкости до его пикового значения. Далее наблюдается снижение показателей, сопровождающееся резким падением добычи нефти и повышением количества попутно-добываемой пластовой воды.

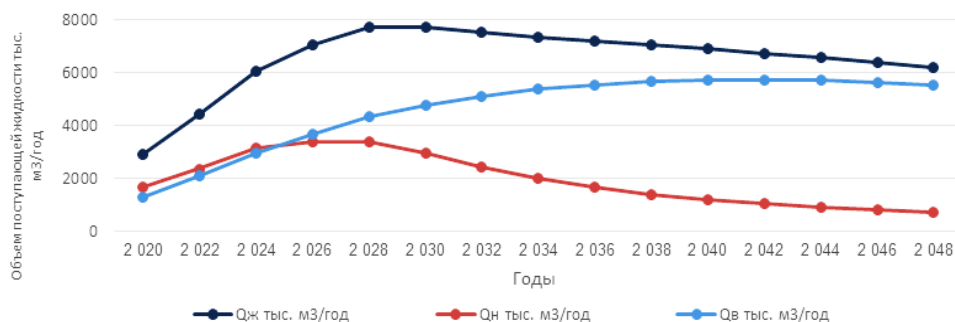


Рис. 3. Динамика добычи жидкости на Имилорском месторождении

По мере роста количества перекачиваемой жидкости растет нагрузка на оборудование. Помимо прочего, в системе «насос — гидравлическая система» растет и общее гидравлическое сопротивление, а значит необходимо создавать больший напор на насосной станции.

Максимальное давление гидравлической сети 4,0 МПа, и насосы не смогут «прокачать» добываемую жидкость уже на 5-й год функционирования ДНС (данные приведены в табл. 1). Следовательно, для функционирования сети необходимо применять специальные мероприятия.

Зависимость давления на насосной станции Н-1 от роста добываемой жидкости

Год	Q _ж м³/сут	Q _н т/сут	Давление на Н-1, МПа
2020	5 887	2 634	2,99
2021	7 659	3 480	3,26
2022	9 351	4 101	3,63
2023	11 593	5 004	3,88
2024	14 014	6 031	4,57

Обоснование, а также данные о добыче попутно-добываемой воды, ее свойствах, количестве закачки, рекомендации по технологическим решениям для системы поддержания пластового давления отображены в проектных документах по разработке месторождения¹. На Имилорском месторождении вода для поддержания пластового давления поступает как из водозаборных скважин, так и с ДНС УПСВ по принципу комбинирования источников водоснабжения [9].

УПСВ подключается между первой и второй ступенью сепарации². Схема показана на рисунке 4.

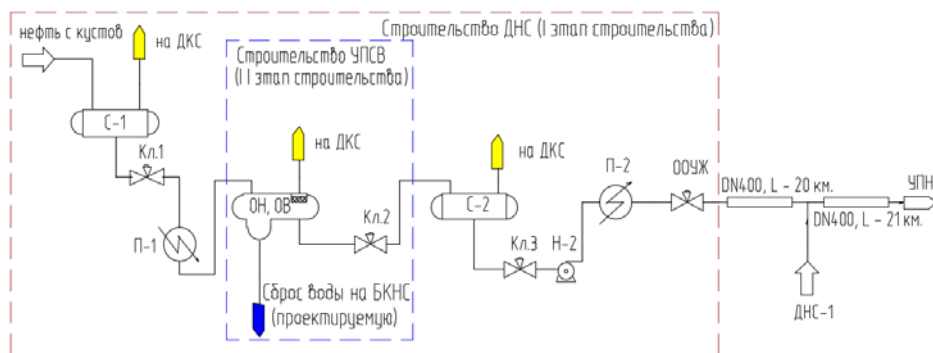


Рис. 4. Общая схема ДНС УПСВ Имилорского месторождения

Мощность ДНС должна рассчитываться по году максимальной добычи нефти и году максимальной добычи жидкости из скважин, подключенных к ДНС³.

При дальнейшем наращивании добычи объемов поступающей продукции на ДНС потребуются установка дополнительного оборудования.

Далее представлено описание данной схемы (см. рис. 4).

¹ Технологическая схема разработки Имилорского месторождения № 16С1707/16Т0304.

² РД 39-0004-90. Руководство по проектированию и эксплуатации сепарационных узлов нефтяных месторождений, выбору и компоновке сепарационного оборудования [Электронный ресурс]. – Введ. 1990-03-20. – Режим доступа: <https://ohranatruda.ru/upload/iblock/e9c/4293825153.pdf>.

³ ВПТД 3-85. Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений [Электронный ресурс]. – Введ. 1986-03-01. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/1200018989>.

После первой ступени сепарации нагретая в печах нефтяная эмульсия подается в проектируемые отстойники нефти. Отстойники нефти за счет особой конструкции входного узла, пакета коалесцирующих пластин обеспечивают достижение высокой глубины обезвоживания нефти и хорошего качества сбрасываемой из аппарата воды. Содержание воды в нефти на выходе не превышает 5 % [10].

Эмульсия в отстойник нефти поступает через распределитель в сепарационный отсек, где из нефти выделяется газ. Обезвоженная нефть всплывает вверх и попадает в сборник, а затем выводится из аппарата. Отделившаяся от нефти пластовая вода выводится из отстойника по уровню⁴.

Контроль качества нефти (обводненность до 5 %) обеспечивается влагомером, установленным на общем трубопроводе выхода нефти от отстойников.

Уровень нефти контролируется с помощью регуляторов Кл.2. Газ, выделившийся в отстойниках нефти, направляется в поток газа второй ступени сепарации.

В рабочем режиме частично обезвоженная нефтяная эмульсия после отстойников нефти направляется на площадку сепарации в сепараторы второй ступени С-2, где окончательно разгазируется, после чего нефтяная эмульсия направляется по промысловому трубопроводу на пункт подготовки нефти⁵.

Для обеспечения качества, заданного техническими условиями, вода, отделенная и дегазированная в отстойниках нефти, находящихся после первой ступени сепарации, направляется на доочистку в отстойники воды [11].

Следует отметить, что данная система очистки позволяет интенсифицировать процесс подготовки воды с применением отстоя и фильтрования под давлением, существенно снизить агрессивность воды путем исключения ее контакта с кислородом воздуха, использовать остаточное давление, существующее в системе подготовки нефти [12–14].

Отстойники воды запроектированы в горизонтальном исполнении и представляют собой цельносварную цилиндрическую емкость с эллиптическими днищами на опорах. Принцип работы отстойников воды основывается на действии гравитационных сил. За счет разной удельной массы частицы нефти и газа остаются на поверхности, очищенная вода собирается под гидрофобным слоем, образованным линией раздела сред. Механические примеси оседают в нижней части корпуса [15].

Уловленная нефть, унесенный газ сбрасываются из каждого аппарата по межфазному уровню в существующую емкость сбора конденсата.

Очищенная в отстойниках вода подается через блоки фильтров на насосную станцию внешней перекачки воды в капитальном или блочном исполнении⁶. Необходимо обеспечить фильтрацию подтоварной воды, поскольку содержание твердых взвешенных частиц в конечном итоге приводит к коагуляции пор продуктивного пласта, что существенно снижает основные показатели разработки нефтяных месторождений. При этом воз-

⁴ Каталог сепарационного и колонного оборудования / ООО «Курганхиммаш». – 2015. – 194 с.

⁵ Строительство УПСВ Импурского месторождения 19С3974/19Т0546.

⁶ Каталог продукции «ОЗНА» / АК «ОЗНА». – 2010. – 116 с.

растает потребность в завышенном количестве нагнетательных скважин, поскольку их приемистость сокращается во времени [16, 17].

В случае строительства ДНС и УПСВ различными этапами с учетом роста сбрасываемой воды и резкого уменьшения добываемой нефти при расчете оборудования на ДНС сокращается число сепарационных аппаратов второй ступени (поскольку в перспективе часть жидкости будет сброшена на установку подготовки воды) [18]. График представлен на рисунке 5.

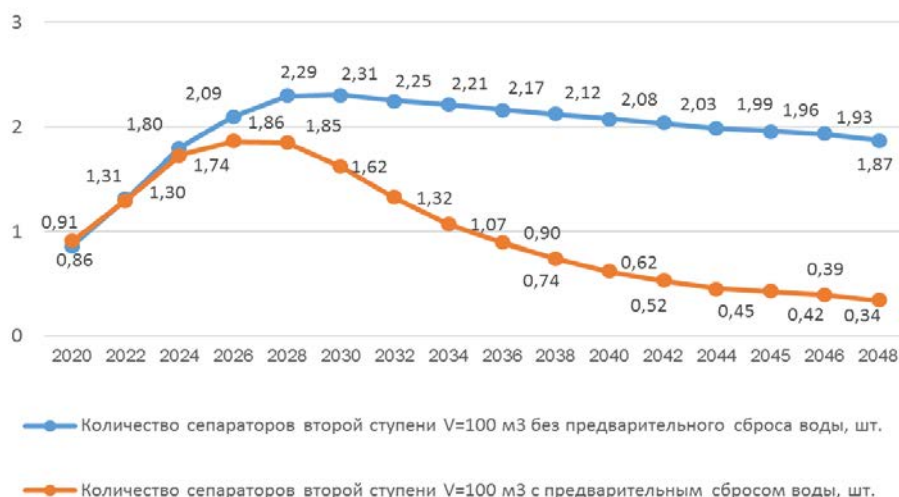


Рис. 5. Количество единиц сепарационного оборудования второй ступени по годам

В качестве насосной станции внешней перекачки для воды следует использовать насосную станцию Н-1, проектируемую на первом этапе (строительство ДНС). При строительстве УПСВ для перекачки нефти необходимо предусмотреть насосную станцию внешней перекачки нефти [19]. На ней будут установлены насосы меньшей производительности.

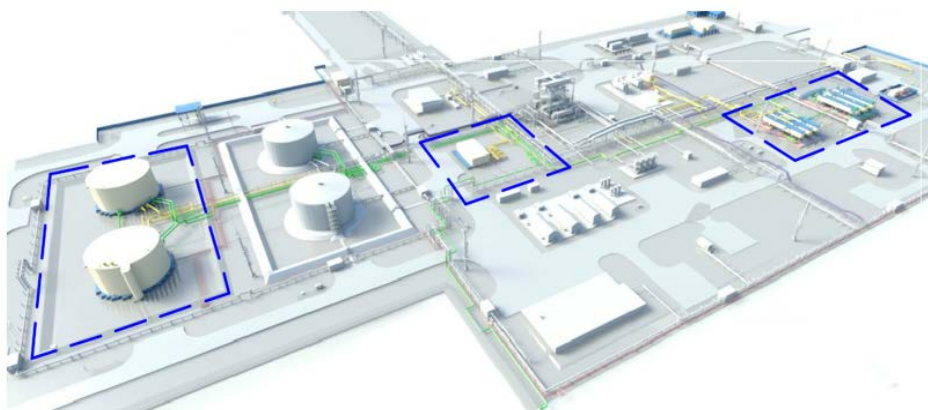


Рис. 6. 3D-модель проектной УПСВ на ДНС Имилорского месторождения

ДНС и УПСВ изображены на рисунке 6. Синим пунктиром обозначены блоки оборудования УПСВ, введенные в работу на уже построенной и функционирующей ДНС. Зеленым цветом выделены водоводы, желтым — технологические трубопроводы нефтегазоводяной смеси до и после сепарации.

Для осуществления перекачки воды существующая насосная станция Н-1 переоборудуется при строительстве УПСВ. Переоборудование насосной станции заключается в снятии с центробежных насосов рабочих колес, при этом происходит снижение напора, развиваемого насосом с сохранением характеристик по производительности [20].

В случае проектирования насосной станции внешней перекачки нефти Н-2 производительность рабочих насосных агрегатов определяют по максимальному количеству нефти, поступающей на насосную станцию. Для функционирования трубопроводной сети нужно подбирать оборудование с учетом необходимого давления нагнетания (данные приведены в табл. 2).

Таблица 2

Зависимость давления на насосной станции Н-2 от роста добываемой жидкости (после строительства УПСВ)

Годы	$Q_{ж}$, м ³ /сут	$Q_{н}$, т/сут	Давление на Н-2, МПа
2020–2030	3 291–8 378	2 628–6 732	2,57–3,76
2030–2040	8 378–2 961	6 732–2 467	3,76–2,43
2040–2050	2 961–1 628	2 467–1 407	2,43–1,65

Суммарная производительность насосов принимается из расчета их работы в течение 23 часов в сутки.

В связи с падающей динамикой добычи нефти подбор производительности насосов из типового ряда выполнен с учетом максимальной производительности рабочих насосов ЦНС. Согласно характеристике насоса ЦНС 180, рабочий диапазон производительностей составляет от 130 до 220 м³/ч. К установке принято 2 рабочих насосных агрегата типа ЦНС 180. В насосной нефти предусмотрена установка одного резервного агрегата, в соответствии с ГОСТ Р 58367-2019⁷.

Насосная перекачка нефти предназначена для перекачки нефти с 5 %-й обводненностью. Схема обвязки насосных агрегатов — параллельная.

На рисунке 7 видно, что с уменьшением добычи нефти в 2040 году дебит нефти становится ниже минимальной производительности подобранных насосов. Для обеспечения стабильной работы насосной станции целесообразна замена насосов при снижении дебита нефти ниже пороговых значений рабочей характеристики. В качестве замены предусмотрены насосы типа ЦНСн-105. Насосное оборудование принято согласно каталогу⁸.

⁷ ГОСТ Р 58367-2019. Обустройство месторождений нефти на суше. Технологическое проектирование [Электронный ресурс]. — Введ. 2019-03-12. — Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/1200163249>.

⁸ Центробежные многосекционные насосные агрегаты типа ЦНС, ЦНСг, ЦНСн, ЦНСм, ЦНСк / АО «Русгидромашмаркет». — 2018. — 23 с.

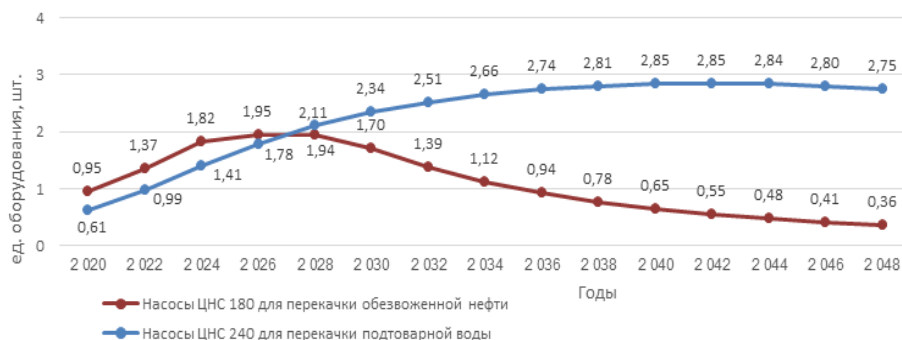


Рис. 7. Количество единиц действующего насосного оборудования в Н-1, Н-2 по годам

Выводы

При проектировании площадочных объектов системы сбора и подготовки нефти и газа необходимо учитывать изменение количества добываемой жидкости, а также гидравлические параметры транспортной сети (с учетом развития месторождения). Уже на этапе создания технологических схем следует учитывать перспективы реконструкций объектов капитального строительства, отвод земли под установку дополнительного оборудования и коммуникаций, перспективные точки подключения для оборудования, дополнительные секции в насосных станциях для регулирования гидравлической сети. Учет оборудования и диаметров труб необходимо предусматривать таким образом, чтобы можно было обеспечить их оптимальную загрузку. При проектировании электрических сетей необходимо предусматривать питание с учетом резерва, который сможет обеспечить функционирование всего объекта при максимальной его загруженности.

Библиографический список

1. Земенков, Ю. Д. Техника и технологии сбора и подготовки нефти и газа / Ю. Д. Земенков [и др.]. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2015. – 160 с. – Текст : непосредственный.
2. Ситенков, В. Т. Технологическое проектирование обустройства нефтяных месторождений / В. Т. Ситенков. – Москва : ВНИИОЭНГ, 2007. – 456 с. – Текст : непосредственный.
3. Ишмурзин, А. А. Процессы и оборудование системы сбора и подготовки нефти, газа и воды : учебное пособие / А. А. Ишмурзин, Р. А. Храмов. – Уфа : УГНТУ, 2003. – 145 с. – Текст : непосредственный.
4. Каспарьянц, К. С. Проектирование обустройства нефтяных месторождений / К. С. Каспарьянц. – Самара : САМВЕН, 1994. – 415 с. – Текст : непосредственный.
5. Тронов, В. П. Системы сбора скважинной продукции и первичная подготовка нефти / В. П. Тронов, Е. Ф. Захарова. – Альметьевск, 2003. – 59 с.
6. Лутошкин, Г. С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды / Г. С. Лутошкин. – Москва : Недра, 1979. – 320 с. – Текст : непосредственный.
7. Каспарьянц, К. С. Процессы и аппараты для объектов промышленной подготовки нефти и газа / К. С. Каспарьянц, В. И. Кузин, Л. Г. Григорян. – Москва : Недра, 1977. – 254 с. – Текст : непосредственный.
8. Каплан, Л. С. Технология и техника воздействия на нефтяной пласт / Л. С. Каплан. – Октябрьский, 2000. – 181 с. – Текст : непосредственный.

9. Королев, М. С. Оптимизация систем поддержания пластового давления / М. С. Королев. – Санкт-Петербург : Недра, 2013. – 175 с. – Текст : непосредственный.
10. Байков, Н. М. Сбор и промысловая подготовка нефти, газа и воды / Н. М. Байков, Г. Н. Позднышев, Р. И. Мансуров. – Москва : Недра, 1981. – 261 с. – Текст : непосредственный.
11. Сваровская, Н. А. Подготовка, транспорт и хранения скважинной продукции : учебное пособие / Н. А. Сваровская. – Томск : ТПУ, 2004. – 268 с. – Текст : непосредственный.
12. Ягафаров, А. К. Разработка нефтяных и газовых месторождений : учебное пособие / А. К. Ягафаров, И. И. Клещенко, Г. П. Зозуля [и др.]. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2010. – 396 с. – Текст : непосредственный.
13. Епонский, В. А. Эксплуатация систем заводнения пластов / В. А. Японский. – Москва : Недра, 1987. – 193 с. – Текст : непосредственный.
14. Еронин, В. А. Поддержание пластового давления на нефтяных месторождениях. – Москва : Недра, 1973. – 200 с. – Текст : непосредственный.
15. Леонтьев, С. А. Технологический расчет и подбор стандартного оборудования для установок систем сбора и подготовки скважинной продукции : учебное пособие / С. А. Леонтьев, Р. М. Галикеев, М. Ю. Тарасов. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2015. – 123 с. – Текст : непосредственный.
16. Тронов, А. В. Научное обоснование и создание комплекса технологий очистки нефтепромысловых вод для повышения эффективности разработки нефтяных месторождений : специальность 25.00.17 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» : диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук / Тронов Анатолий Валентинович. – Бугульма : Недра, 2001. – 323 с. – Текст : непосредственный.
17. Зейгман, Ю. В. Эксплуатация систем ППД при разработке нефтяных месторождений : учебное пособие / Ю. В. Зейгман. – Уфа : Нефтегазовое дело, 2007. – 231 с. – Текст : непосредственный.
18. Крайнова, Э. А. Экономика и организация проектирования нефтегазовых объектов : учебное пособие / Э. А. Крайнова. – Москва : Нефть и газ, 2009. – 98 с. – Текст : непосредственный.
19. Гребнев, В. Д. Строительство нефтегазопромысловых объектов : учебное пособие / В. Д. Гребнев. – Пермь, 2012. – 115 с. – Текст : непосредственный.
20. Земенков, Ю. Д. Эксплуатация насосно-силового оборудования на объектах трубопроводного транспорта : учебное пособие / Ю. Д. Земенков, Ю. В. Богатенков, А. Н. Гульков [и др.] ; под общей редакцией Ю. Д. Земенкова. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2010. – 504 с. – Текст : непосредственный.

References

1. Zemenkov, Yu. D., Aleksandrov, M. A., Markova, L. M., Dudin, S. M., Podorozhnikov, S. Yu., & Nikitina, A. V. (2015). *Tekhnika i tekhnologii sbora i podgotovki nefiti i gaza*. Tyumen, Tyumen State Oil and Gas University Publ., 160 p. (In Russian).
2. Sitenkov, V. T. (2007). *Tekhnologicheskoe proektirovanie obustroystva nefityanykh mestorozhdeniy*. Moscow, VNIIOENG Publ., 456 p. (In Russian).
3. Ishmurzin, A. A., & Khramov, R. A. (2003). *Protsessy i oborudovanie sistemy sbora i podgotovki nefiti, gaza i vody*. Ufa, Ufa State Petroleum Technological University Publ., 143 p. (In Russian).
4. Kasparyants, K. S. (1994). *Proektirovanie obustroystva nefityanykh mestorozhdeniy*. Samara, SAMVEN Publ., 415 p. (In Russian).
5. Tronov, V. P., & Zakharova, E. F. (2003). *Sistemy sbora skvazhinnoy produktsii i pervichnaya podgotovka nefiti*. Almeteyevsk, 59 p. (In Russian).
6. Lutoshkin, G. S. (1979). *Sbor i podgotovka nefiti, gaza i vody*. Moscow, Nedra Publ., 320 p. (In Russian).
7. Kasparyants, K. S., Kuzin, V. I., & Grigoryan, L. G. (1977). *Protsessy i apparaty dlya ob"ektov promyslovoy podgotovki nefiti i gaza*. Moscow, Nedra Publ., 254 p. (In Russian).

8. Kaplan, L. S. (2000). Tekhnologiya i tekhnika vozdeystviya na neftyanoy plast. Oktyabrskiy, 181 p. (In Russian).
9. Korolev, M. S. (2013). Optimizatsiya sistem podderzhaniya plastovogo davleniya. St. Petersburg, Nedra Publ., 175 p. (In Russian).
10. Baykov, N. M., Pozdnyshev, G. N., & Mansurov, R. I. (1981). Sbor i promyslovaya podgotovka nefti, gaza i vody. Moscow, Nedra Publ., 261 p. (In Russian).
11. Svarovskaya, N. A. (2004). Podgotovka, transport i khraneniya skvazhinnoy produktsii. Tomsk, Tomsk Polytechnic University Publ., 268 p. (In Russian).
12. Yagafarov, A. K., Kleshchenko, I. I., Zozulya, G. P., Zeigman, Yu. V., Rogachev, M. K., & Shlein, G. A. (2010). Razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy. Tyumen, Tyumen State Oil and Gas University Publ., 396 p. (In Russian).
13. Eponskiy, V. A. (1987). Ekspluatatsiya sistem zavodneniya plastov. Moscow, Nedra Publ., 193 p. (In Russian).
14. Eronin, V. A. (1973). Podderzhanie plastovogo davleniya na neftyanykh mestorozhdeniyakh. Moscow, Nedra Publ., 200 p. (In Russian).
15. Leontiev, S. A., Galikeev, R. M., & Tarasov, M. Yu. (2015). Tekhnologicheskiy raschet i podbor standartnogo oborudovaniya dlya ustanovok sistem sbora i podgotovki skvazhinnoy produktsii. Tyumen, Tyumen State Oil and Gas University Publ., 123 p. (In Russian).
16. Tronov, A. V. (2001). Nauchnoe obosnovanie i sozдание kompleksa tekhnologii ochistki neftepromyslovykh vod dlya povysheniya effektivnosti razrabotki neftyanykh mestorozhdeniy. Diss. ... dokt. tekhn. nauk. Bugulma, Nedra Publ., 323 p. (In Russian).
17. Zeigman, Yu. V. (2007). Ekspluatatsiya sistem PPD pri razrabotke neftyanykh mestorozhdeniy. Ufa, Neftegazovoe delo Publ., 231 p. (In Russian).
18. Krainova, E. A. (2009). Ekonomika i organizatsiya proektirovaniya neftegazovykh ob'ektov. Moscow, Neft' i gaz Publ., 98 p. (In Russian).
19. Grebnev, V. D. (2012). Stroitel'stvo neftegazopromyslovykh ob'ektov. Perm, 115 p. (In Russian).
20. Zemenkov, Yu. D., Bogatenkov, Yu. V., Gul'kov, A. N., Zemenkova, M. Yu., Tyrylgina, I. V., Dudin, S. M., ... Petryakov, V. A. (2010). Ekspluatatsiya nasosno-silovogo oborudovaniya na ob'ektakh truboprovodnogo transporta. Tyumen, Tyumen State Oil and Gas University Publ., 456 p. (In Russian).

Сведения об авторах

Шакиров Евгений Робертович, инженер 1-й категории отдела разработки и экспертизы информационных моделей Управления по проектированию направления проектно-изыскательских работ, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть», г. Тюмень, e-mail: ShakirovER@tmn.lukoil.com

Конущина Наталья Николаевна, главный специалист управления типизации и унификации проектов направления проектно-изыскательских работ, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть», г. Тюмень

Леонтьев Сергей Александрович, д. т. н., профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Information about the authors

Evgeny R. Shakirov, Engineer of the 1st category of the Department for the Development and Examination of Information Models of the Design Department of the Design and Survey Work, KogalymNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC, Tyumen, e-mail: ShakirovER@tmn.lukoil.com

Natalia N. Konushina, Chief Specialist of the Department for Typification and Unification of Projects in the Direction of the Design and Survey Work, KogalymNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC, Tyumen

Sergey A. Leontiev, Doctor of Engineering, Professor at the Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen