



УДК 62-64

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЯЕМЫХ УСТАНОВОК ШТАНГОВЫХ ГЛУБИННЫХ НАСОСОВ В УСЛОВИЯХ ДОБЫЧИ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ



ANALYSIS OF THE EFFECTIVENESS OF THE USED ROD INSTALLATIONS DEEP-WATER PUMPS IN HIGH-VISCOSITY OIL PRODUCTION CONDITIONS

Иванова Татьяна Николаевна

доктор технических наук, доцент,
профессор кафедры
бурения нефтяных и газовых скважин,
Удмуртский государственный университет,
Институт механики
ФГБУН «Удмуртский федеральный
исследовательский центр УрО РАН»

Новокшенов Дмитрий Николаевич

магистрант,
Удмуртский государственный университет

Галеева Оксана Андреевна

магистрант,
Удмуртский государственный университет

Бартошова Алика

преподаватель,
Словацкий технологический университет в Братиславе
rsg078829@mail.ru

Аннотация. Значительные запасы высоковязких нефтей представляют собой неиспользованные энергетические ресурсы. Самым распространенным способом добычи высоковязких нефтей была и остается добыча с помощью УШГН, при этом существующее оборудование адаптируют к условиям конкретного месторождения. В работе проведен анализ причин уменьшения производительности скважин при добыче нефтей повышенной и высокой вязкости. Установлено, что для повышения эффективности работы добывающих скважин с УШГН необходимо снижать влияние осложняющих факторов и использовать глубинно-насосное оборудование, устойчивое к влиянию осложняющих факторов. Это позволит увеличить межремонтный период работы скважин и повысить среднюю наработку на отказ ГНО, что обеспечит достижение запланированных показателей разработки.

Ключевые слова: высоковязкая нефть, штанговый насос, межремонтный период, средняя наработка на отказ, обрыв штанги.

Ivanova Tatiana Nikolaevna

Doctor of Engineering,
Associate Professor,
Professor of the Department
of Oil and Gas Well Drilling,
Udmurtia State University,
Institute of Mechanics
FGBUN «Udmurt Federal
Research Center Ural Branch
of the Russian Academy of Sciences»

Novokshonov Dmitry Nikolaevich

Graduate Student,
Udmurtia State University

Galeyeva Oksana Andreyevna

Graduate Student,
Udmurtia State University

Bartoshova Alike

Teacher,
Slovak Technological University in Bratislava
rsg078829@mail.ru

Annotation. Significant reserves of high-viscosity oil represent unused energy resources. The most common method of producing high-viscosity oil was and still is using USGN, while the existing equipment is adapted to the conditions of a particular field. The paper analyzes the reasons for reducing the productivity of wells in the production of high-viscosity and high-viscosity oil. It is established that in order to increase the efficiency of production wells with USGN, it is necessary to reduce the influence of complicating factors and use deep-pumping equipment that is resistant to the influence of complicating factors. This will increase the inter-repair period of wells and increase the average time to failure of GMO, which will ensure that the planned development indicators are reached.

Keywords: high-viscosity oil, rod pump, interval period, average operating time for failure, rod breakage.

Одним из основных направлений развития нефтегазодобывающей промышленности в настоящее время является ввод в активную разработку месторождений с высоковязкими нефтями. Снижение добычи нефти на некоторых крупных месторождениях будет частично компенсироваться как за счёт доработки существующих, так и за счёт вовлечения в действие новых небольших месторождений и залежей с повышенной и высокой вязкостью нефти (ВВН). Ввод в разработку таких запасов будет способствовать увеличению добычи нефти в России почти на 30 млн т в год. Запасы высоковязких нефтей в мире весьма значительны, но доля их в общем балансе пока невелика. В России, в настоящее время, на разрабатываемых месторождениях добыто около 285 млн т нефти, что составляет только 4 % от общего объема, в то время как, ресурсная база балансовых запасов ВВН – 7,2 млрд т.



Наряду с процессами разработки залежей с нефтями повышенной и высокой вязкости, острой и недостаточно решённой является проблема их подъёма (т.е. совершенствование техники и технологии добычи). На сегодняшний день самым оптимальным и энергетически эффективным способом добычи таких нефтей является добыча с применением штанговых глубинных насосов. Положительный опыт эксплуатации залежей с ВВН свидетельствует о надёжности и эффективности данного способа. Подъём откачиваемых жидкостей данными насосами является самым распространённым способом механизированной добычи нефти как в нашей стране, так и за рубежом. Штанговыми насосами в настоящее время оборудовано около 70 % добывающих скважин.

До определенных значений вязкости добываемой жидкости УШГН сохраняет свою работоспособность. С ростом вязкости откачиваемой жидкости наблюдается торможение штанг в вязкой среде при ходе вниз, вследствие рассогласованности движения головки балансира станка- качалки и колонны штанг увеличиваются нагрузки и количество выходов из строя глубинно-насосного оборудования. На уменьшение рабочего диапазона УШГН также влияет рост обводнённости ВВН. Обводнение продуктивных залежей создают дополнительные осложнения, связанные с образованием стойких водонефтяных эмульсий обратного типа, многократно увеличивающих вязкость добываемой продукции. Наибольшие осложнения, связанные с ростом сил вязкого трения, имеют место в интервале обводнённости откачиваемой жидкости 45...75 %.

Известные способы обеспечения работоспособности штанговых насосов недостаточно эффективны, либо имеют узкие диапазоны применения или сложны по конструкции и имеют низкие технико-экономические показатели. Для создания нормальных условий работы глубинно-насосного оборудования при подъёме ВВН необходимо обеспечение движения штанговой колонны вниз без "зависания", что и является основным направлением разработок специальных конструкций УШГН.

В условиях добычи ВВН с помощью УШГН на практике применяют следующие мероприятия по адаптации существующего насосного оборудования к конкретным условиям [1-8]:

- 1) увеличение погружения насоса под динамический уровень;
- 2) применение клапанов с увеличенным проходным сечением;
- 3) подбор насосов по классу посадки (зазор между плунжером и цилиндром не менее 0,12–0,17 мм);
- 4) предварительный расчет и подбор допустимых параметров ($n \cdot S$) работы насоса от зависания штанг;
- 5) применение увеличенного диаметра НКТ, например, вместо 73 мм применять 89 мм;
- 6) применение дифференциальных насосов и утяжелённых штанг;
- 7) добыча нефти по затрубному пространству;
- 8) применение забойных электронагревателей;
- 9) применение нагревательных кабелей;
- 10) применение цепных приводов.

При необходимости увеличения скорости откачки применяются следующие способы: увеличение диаметра НКТ с 73 мм на 89 мм; Ступенчатая колонна НКТ с 73 мм на 89 мм; утяжеление низа колонны насосных штанг с целью увеличения веса; подача деэмульгатора в постоянном или периодическом режиме. В последнее время значительное внимание уделяется одновременно раздельной эксплуатации скважин, где насосы подбираются для каждого пласта отдельно. Надо заметить также, что КПД УШГН при добыче ВВН на 25 % ниже, чем при добыче маловязких нефтей [4].

На Вятской площади Арланского месторождения эксплуатация скважин, работающих на ТТНК (терригенная толща нижнего карбона), осуществляется механизированным способом с применением штанговых глубинных насосов (ШГН) и установок электроцентробежных насосов (УЭЦН).

Механизированная добыча нефти и газа с использованием скважинных штанговых насосных установок (ШГН) является основным способом эксплуатации на месторождении, поскольку фактические дебиты скважин лежат в области применения этих насосов.

В скважины спущены одноступенчатые колонны насосно-компрессорных труб (марки «Д»), диаметром 73 мм (3') и 60 мм (2,5'), со штанговыми и центробежными насосными установками. При эксплуатации скважин ШГН определяется оптимальный типоразмер насоса, обеспечивающий максимально возможный отбор жидкости, поступающей из пласта в скважину, глубина спуска насоса, тип станка-качалки, параметры откачки и конструкция штанговой колонны [2].

Установление наиболее оптимальных соотношений площади поперечного сечения плунжера глубинного насоса, а также для его хода и числа качаний головки балансира является определением оптимального режима работы добывающей скважины. Данному режиму способствует удовлетворение условий прочности колонны насосных штанг. Наилучший режим тот, при котором при наименьших затратах получена проектная добыча. Достижение максимальной производительности насоса при минимальных нагрузках на головку балансира – важнейшая задача в практике добычи нефти. Это приводит к снижению напряжения в штанге, а также уменьшению расхода электроэнергии.

С целью уменьшения гидравлических нагрузок при эксплуатации скважин насосы разных диаметров спускаются на соответствующих по размеру НКТ. Однако важно соблюдать оптимальное соотношение диаметра НКТ и колонны насосных штанг.



Коэффициент подачи штанговых глубинных насосов на скважинах Арланского месторождения в среднем 0,4–0,6. Дальнейшее снижение $K_{под}$ может привести к значительному росту потребляемой электроэнергии. С оптимальным значением коэффициента подачи работает 75 % скважин. На остальных 25 % скважин необходимо произвести увеличения $K_{под}$ для повышения энергоэффективности процесса добычи нефти (снизить количество потребляемой электроэнергии).

При обосновании оптимальных технологических параметров работы насоса должны быть учтены следующие моменты: глубина погружения под динамический уровень должна составлять в среднем 250–50 м с созданием давления на приеме насоса 2,5–3,0 МПа (табл. 1).

Глубины спуска насоса и давления на приеме насоса зависят от режима эксплуатации скважин, в основном от величины депрессии на пласт, которая определяется пластовым и забойным давлениями в скважине. Оптимальное забойное давление определяется величиной давления насыщения. Не рекомендуется снижение забойного давления ниже давления насыщения.

Таблица 1 – Рациональные интервалы изменения параметров УШГН при оптимизации технологических режимов добывающих скважин Арланского месторождения

Параметры	Типоразмеры насосов			
	НВ1Б-32	НВ1Б-38	НН2Б-44 НВ1Б-44	НН2Б-57
Подвеска насосов, м	1250–1350	1150–1200	1050–1150	800–900
Погружение насосов под динамический уровень, м	250–350	300–400	350–450	350–400
Высота подъема жидкости, м	1000–1150	800–900	600–800	450–550
Дебит жидкости, м ³ /сутки	4–9	6–13	10–17	25–35
Коэффициент подачи, доли ед.	0,4–0,6	0,4–0,6	0,5–0,7	0,5–0,7

С учетом минимального давления (давления столба жидкости) на приеме насоса 2,5–3,0 МПа, глубины погружения насоса под динамический уровень на 250–300 м глубина спуска насоса (с учётом диапазона изменения среднего значения динамического уровня жидкости 800–900 м) составляет 1050–1100 м.

Для скважин с низким динамическим уровнем, с целью снижения влияния газа на работу насоса (обеспечения более полного заполнения цилиндра насоса жидкостью), необходимо рассмотреть возможность заглупления насоса.

Для обеспечения отбора жидкости до 10 м³/сут с учетом коэффициента подачи насоса 0,5–0,6 применяются насосы НН2Б-32, НВ2Б-38, НН2Б-44; 10–20 м³/сут – НН2Б-44, НН2Б-57. Для откачки нефти целесообразно применять насосы II группы посадки с величиной зазора в плунжерной паре 70–120 мкм в сочетании с клапанами увеличенного сечения нормального исполнения.

Для обеспечения дебитов скважин в заданных интервалах используются компоновки глубинно-насосного оборудования, приведенные в таблице 2.

Таблица 2 – Компоновки скважинного оборудования

Интервал дебитов, м ³ /сут	Диаметр плунжера насоса, мм	Доля ступеней в колонне штанг, % (сталь 20 НМ)			Типоразмер НКТ
		ШН 16	ШН 19	ШН 22	
0–10	32, (38)	61 (54)	39 (46)	–	60,3×5Д
10–20	44	–	59	41	73×5,5Д
	57 (L _{сп} = 1000 м)	–	–	100	
20–30	57 (L _{сп} = 1000 м)	–	–	100	73×5,5Д

На Арланском месторождении в зависимости от глубины погружения насоса и его диаметра с учетом действующих нагрузок применяются станки-качалки 6СК6 при спуске насосов НН2Б-32, НВ2Б-38 и НН2Б-44 и 7СК8 при спуске насосов НН2Б-44 и НН2Б-57. Устье скважин оборудовано арматурой АУШ-65/50×14 или другой аналогичной [1].

К нарушению нормального (оптимального) режима работы скважин приводят различные причины, оказывающие влияние на производительность глубинного насоса и работу глубинно-насосного оборудования. В некоторых случаях эти нарушения приводят к полному прекращению работы скважины. Причины нарушения работы различны: выход из строя наземного и внутрискважинного оборудования, изменение термобарических условий работы глубинно-насосного оборудования, влияние осложняющих эксплуатацию факторов и др. Зачастую данные нарушения приводят к преждевременным отказам оборудования, в результате чего скважина находится часть времени в простое



(бездействии). Это снижает эффективность реализуемой системы разработки, снижая плановые (годовые) уровни добычи нефти и жидкости и снижает величину прибыли для НГДУ.

За период 2016–2017 гг. на месторождении произошло 88 отказов по скважинам, эксплуатируемых с помощью установок штангового глубинного насоса по следующим причинам: негерметичность насосно-компрессорных труб – 18; поломка насоса – 25; обрыв/отворот колонны насосных штанг – 35; засорение приемного фильтра – 10.

Основную долю отказов скважин с УШГН составляют отказы, связанные с обрывами и отворотами штанговой колонны и неисправности насоса (табл. 3).

Таблица 3 – Основные отказавшие узлы УШГН

Часть установки	Отказавший узел	Количество отказов
Колонна штанг	Муфта	5
	Переводная муфта	2
	Резьба головки штанги	3
	Тело штанги	25
ШГН	Всасывающая клапанная пара	4
	Нагнетательная клапанная пара	1
	Обе клапанные пары	10
	Плунжер	10
НКТ	Резьба	8
	Тело	10
Приёмный фильтр	Тело (засорение отверстий)	10

Наиболее частой причиной неисправности работы колонны насосных штанг является обрыв тела штанги (рис. 1, 2), возникающего в результате значительных знакопеременных нагрузок, вызванных силами гидродинамического и механического трения, отложения АСПО, коррозионного воздействия, усталости металла и др.

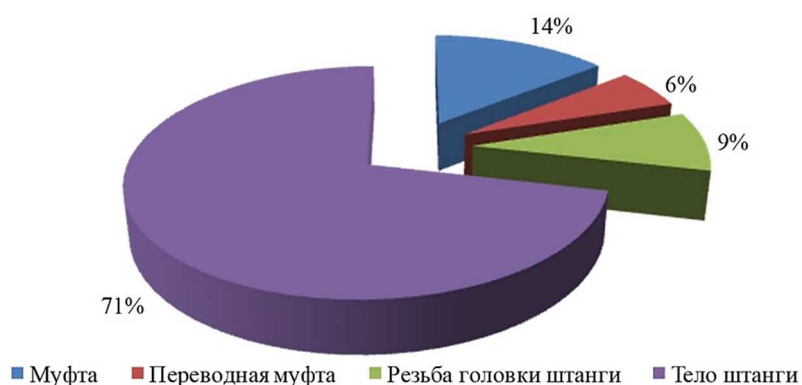


Рисунок 1 – Диаграмма распределения причин отказов колонны насосных штанг



Рисунок 2 – Элементы обрыва штанговой колонны



Для определения параметров работы установки штангового глубинного насоса, а так же диагностики возможных неисправностей используют динамометрирование. Оно заключается в измерении силы в точке подвеса штанг во время работы установки. Так, в случаях, когда на скважине случается обрыв или отворот колонны насосных штанг, максимальная нагрузка в ТПШ значительно снижается, что наглядно видно на динамограммах (рис. 3).

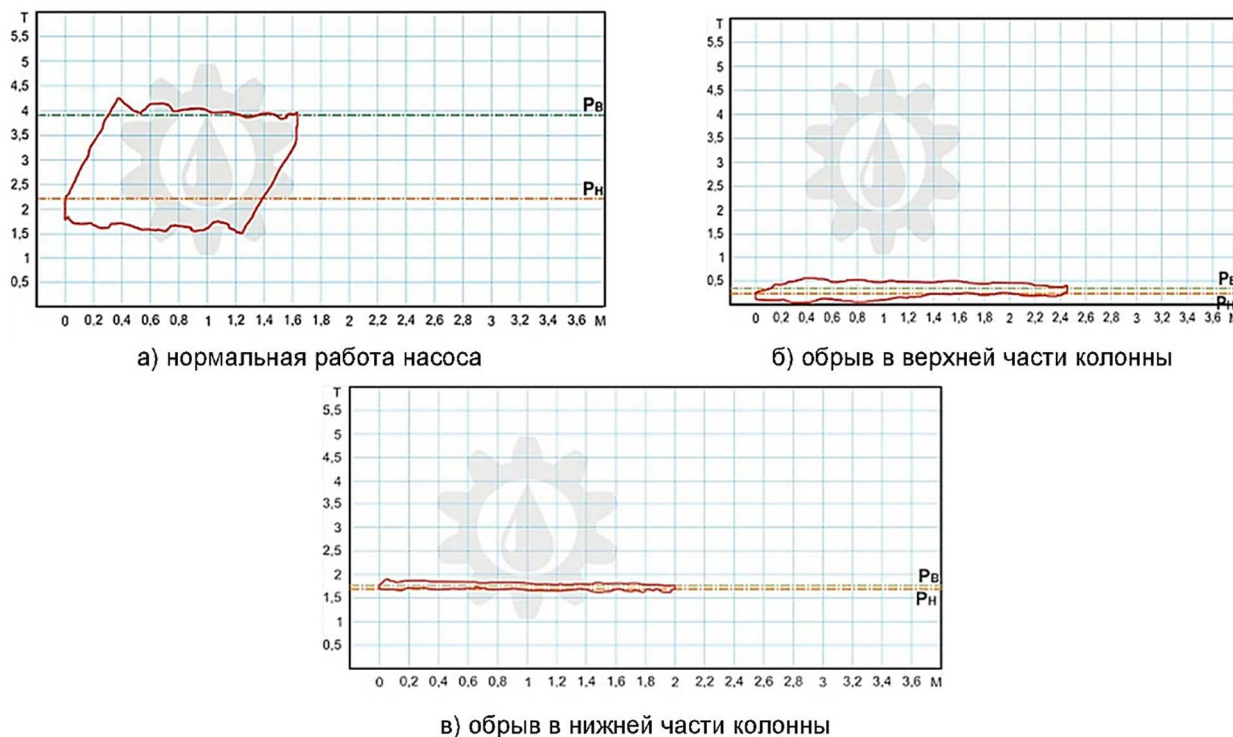


Рисунок 3 – Типовые динамограммы УШГН

Важными показателями, характеризующими техническую и технологическую эффективность работы глубинно-насосного оборудования, являются межремонтный период работы скважины и средняя наработка на отказ ГНО.

Межремонтный период работы скважины (МРП) – это среднее время непрерывной работы скважины в сутках между двумя ремонтами. Данный показатель характеризует совершенство конструкции глубинно-насосного оборудования для добычи нефти.

Средняя наработка на отказ ГНО – это суммарное отработанное глубинно-насосным оборудованием время только по скважинам с отказавшим оборудованием.

Анализируя динамику изменения МРП и СНО за период 2010–2016 гг. наблюдается темп снижения межремонтного периода работы скважин, что связано с увеличением количества ремонтов скважин по причине неисправностей ГНО (рис. 4, 5). По этой же причине произошло снижение величины средней наработки на отказ.

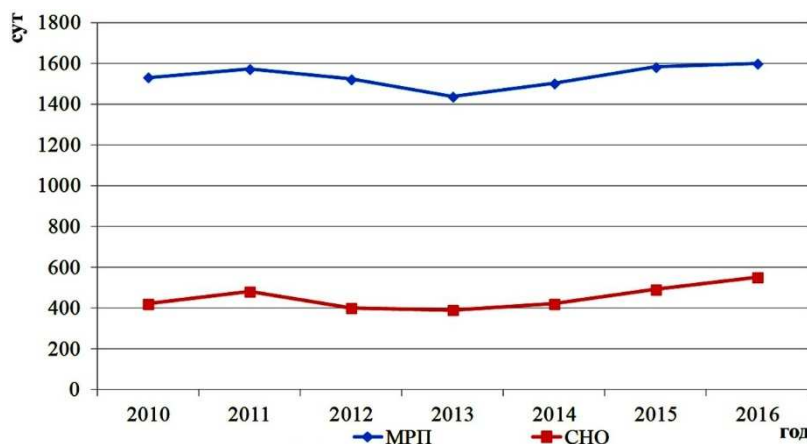


Рисунок 4 – Динамика МРП и СНО скважин с УШГН за период 2010–2016 гг.



На процесс эксплуатации скважин влияют и различные осложнения, которые снижают эффективность работы глубинно-насосного оборудования, приводя к преждевременным отказам и снижению межремонтного периода работы скважины и наработки на отказ насосного оборудования.



Рисунок 5 – Влияние осложняющих факторов на работу скважин с УШГН за период 2014–2016 гг.

При эксплуатации скважины необходимо предусмотреть меры по устранению или борьбе с перечисленными осложнениями. Следует учесть, что в процессе разработки состав, свойства пластовых флюидов и условия добычи будут существенно изменяться, что может привести к прогрессированию или ослаблению существующих осложнений, а также к появлению новых. Мероприятия по борьбе с осложнениями следует планировать по результатам текущего мониторинга эксплуатации скважин.

Нефть, добываемая из скважин вместе с пластовой водой, в определенных условиях образует стойкие водонефтяные эмульсии. Стойкость водонефтяной эмульсий зависит от множества факторов, характерными из которых являются:

- степень дисперсности эмульсии;
- тип эмульгатора, образующего на поверхности капель воды бронирующие оболочки, механическая прочность которых со временем увеличивается;
- рН эмульгированной пластовой воды;
- наличие на капельках дисперсной фазы двойного электрического заряда;
- температура смешивающихся жидкостей (воды и нефти);
- вязкость нефти и др.

С течением времени эмульсии «стареют», становятся более стойкими и трудноразрушаемыми, поэтому необходимо предупреждение образования стойких эмульсий в самом начале технологического процесса добычи нефти, то есть в скважине. С этой целью на месторождении необходимо проведение следующих мероприятий:

- выбор режима эксплуатации скважины и насосного оборудования производить из условия наименьшего штуцирования и перемешивания потока.
- использование деэмульгаторов, которые дозировочными насосами подаются на забой или на устье скважины.

Таким образом, для повышения эффективности работы добывающих скважин с УШГН необходимо снижать влияние осложняющих факторов, а также использовать глубинно-насосное оборудование, устойчивое к влиянию осложняющих факторов. Это позволит увеличить межремонтный период работы скважин и повысить среднюю наработку на отказ ГНО, а также обеспечит достижение запланированных показателей разработки (годовые уровни добычи нефти, жидкости, темпы отбора нефти, КИН и др.).

Литература

1. Эксплуатация месторождений нефти в осложненных условиях / А.М. Насыров, И.А. Галикеев, В.А. Насыров. – Ижевск : Парацельс Принт, 2015. – 353 с.
2. Адонин А.Н. Оптимальный коэффициент подачи глубинных насосов / Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 5. – С. 30–33.
3. Рекомендации «Расчет межремонтного периода работы скважин. Расчет наработки на отказ. Расчет средней наработки установок до отказа». Экспертный совет по механизированной добыче нефти. – М., 2015.



4. Вахитов Т.М. Комплексные решения по повышению надежности эксплуатации внутрискважинного оборудования в осложненных условиях на месторождениях ОАО АНК «Башнефть» // Журнал «Инженерная практика». – 2010. – № 6.
5. Предупреждение осложнений при добыче обводненной нефти / Ю.В. Антипин [и др.]. – Уфа : Башкиргоиздат, 2009. – С. 107.
6. Новокшенов Д.Н., Баранов М.Н., Иванова Т.Н. Повышение надежности колонны насосных штанг в наклонно направленных и горизонтальных скважинах // «Интеллектуальные системы в производстве». – Ижевск : Издательство: Ижевский государственный технический университет им. М.Т. Калашникова, 2017. – Т. 15. – № 1. – С. 110–113. – DOI: 10.22213/2410-9304-2017-1-110-113.
7. Новокшенов Д.Н., Иванова Т.Н. Повышение эффективности выработки трудноизвлекаемых запасов на месторождении с поздней стадией разработки // Сборник тезисов VII научно-практической конференции АО «Белкамнефть» – 2017. – Ижевск : Институт компьютерных исследований, 2017. – С. 142–147.
8. Конструкторские, технические и технологические решения, повышающие производительность глубинно-насосного оборудования / Т.Н. Иванова [и др.]. – Jaroměř, Чешская Республика: Ing. Jan Kudláček, 2018. – ISBN 978-80-87583-28-9.

References

1. Operation of the oil fields in the complicated conditions / A.M. Nasyrov. I.A. Galikayev, V.A. Nasyrov. – Izhevsk : Paracelsus Print, 2015. – 353 p.
2. Adonin A.N. Optimal coefficient of the depth pumps supply / Oil economy. – 2013. – № 5. – P. 30–33.
3. Recommendations «Calculation of the time between repairs of wells. Calculation of operating time for failure. Calculation of the average operating time of installations to failure». Expert Council on Mechanized Oil Production. – M., 2015.
4. Vakhitov T.M. Complex solutions to improve the reliability of downhole equipment operation in difficult conditions at the fields of ОАО АНК Башнефть // Journal of Engineering Practice. – 2010. – № 6.
5. Prevention of complications at production of the watered oil / Yu.V. Antipin [et al.]. – Ufa : Bashkniгоizdat, 2009. – P. 107.
6. Novokshonov D.N., Baranov M.N., Ivanova T.N. Increase of reliability of a column of pump rods in inclined and horizontal wells // «Intellectual systems in manufacture». – Izhevsk : Publishing house : Izhevsk State Technical University of M.T. Kalashnikov, 2017. – V. 15. – № 1. – P. 110–113. – DOI: 10.22213/2410-9304-2017-1-110-113.
7. Novokshonov D.N., Ivanova T.N. Increase of efficiency of development of hard-to-recover reserves at oilfield with a late stage of development // Collection of abstracts of VII scientific-practical conference of JSC «Belkamneft» – 2017. – Izhevsk : Institute of computer research, 2017. – P. 142–147.
8. Design, technical and technological solutions increasing the productivity of the depth-pump equipment / T.N. Ivanova [et al.]. – Jaroměř, Czech Republic: Ing. Jan Kudláček, 2018. – ISBN 978-80-87583-28-9.