



УДК 622.323

**ИНЖЕНЕРНЫЕ МЕТОДЫ РАСЧЁТА
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ СКВАЖИН
НА ОСНОВЕ СТАТИСТИЧЕСКОГО АНАЛИЗА РЕЖИМОВ ИХ РАБОТЫ**

•••••

**ENGINEERING METHODS FOR CALCULATING
THE TECHNOLOGICAL PARAMETERS OF WELLS BASED
ON A STATISTICAL ANALYSIS OF THEIR OPERATING MODES**

Тютяев Андрей Васильевич

Кандидат физико-математических наук, доцент,
доцент кафедры общая физика, геология
и физика нефтегазового производства,
Самарский государственный
технический университет
tyutyayev@mail.ru

Комарова Олеся Дмитриевна

студентка кафедры общая физика, геология
и физика нефтегазового производства,
Самарский государственный
технический университет
lesa163@gmail.com

Архипова Кристина Дмитриевна

студентка кафедры общая физика, геология
и физика нефтегазового производства,
Самарский государственный
технический университет
arh-kristina@mail.ru

Должикова Ирина Сергеевна

инженер,
ООО «Самаранипинефть»
zvereva_irina@mail.ru

Аннотация. В данной статье описывается такая проблема, как повышение продуктивности скважин и коэффициента извлечения нефти путем проведения различных ГТМ, основанных на корреляционном, регрессионном, статистический анализах Эти методы позволяют проводить анализ для изучения возможной взаимосвязи двух и более количества показателей, также выявить проблемный фонд скважин, подобрать комплекс мероприятий, направленный на повышение эффективности разработки месторождений, в том числе проведение различных ГТМ.

Ключевые слова: геолого-технологические мероприятия, статистический анализ, расчетный модуль, матрица корреляций.

Tyutyayev Andrey Vasilievich

Candidate of Physico-Mathematical Sciences,
Associate Professor
of the department General Physics,
geology and physics of oil and gas production,
Samara state technical university
Rahimova_mahluqa@mail.ru

Komarova Olesya Dmitrievna

Student of the department General Physics,
geology and physics of oil and gas production,
Samara state technical university
lesa163@gmail.com

Arkhipova Kristina Dmitrievna

Student of the department General Physics,
geology and physics of oil and gas production,
Samara state technical university
arh-kristina@mail.ru

Dolzhikova Irina Sergeevna

Engineer,
SamaraNIPloil Ltd
zvereva_irina@mail.ru

Annotation. This article describes such a problem as increasing the productivity of wells and the oil recovery coefficient by conducting various geological and technical measures, which based on correlation, regression, and statistical analyzes. These methods allow analyzing to study the possible interconnection of two or more numbers of indicators, also identifying the problematic well stock, and selecting a set of measures aimed at improving the efficiency of field development, including various geological and technical measures.

Keywords: geological and technological measures, static analysis, calculation module, correlation matrix.

В настоящее время одной и самых актуальных проблем при разработке нефтяных месторождений является повышение продуктивности скважин и коэффициента извлечения нефти при снижении капитальных вложений и затрат на эксплуатацию скважин. В особенности это касается разработки месторождений на поздних стадиях разработки и (или) с различными осложнениями. Основным инструментом повышения эффективности разработки месторождения являются геолого-технологические мероприятия (ГТМ). Существующие системы обработки и интерпретации промысловой, геофизической, геологической, петрофизической и сейсмической информации позволяют вести мониторинг разработки [1], а эффективное планирование ГТМ даёт возможность оптимизировать разработку [2]. Наиболее эффективными методами планирования ГТМ на данный момент являются методы,



важнейшим элементом которых является анализ текущих геолого-технологических характеристик разрабатываемых объектов [3]. Для обоснованного анализа необходимо полномасштабное моделирование, однако обработка больших баз данных связана с существенными трудозатратами. В этой связи представляется возможным использование корреляционного и регрессионного анализа, позволяющих проводить анализ больших объемов имеющихся данных предыдущего опыта проведения различных ГТМ. Основным преимуществом такого статистического анализа является простота расчета с использованием пакетов программ вроде Excel и Statistica. Кроме того, такой подход применим также при анализе влияния различных осложнений на эффективность работы скважинного оборудования, например, зависимость межремонтного периода от содержания мехпримесей, парафинов, высокого газового фактора и т.д.

Наиболее распространенными методами статистической обработки промысловых данных на данный момент являются как корреляционный, так и регрессионный анализ. Это два высокоэффективных метода, позволяющие проводить анализ больших объемов данных для изучения возможной взаимосвязи двух или большего количества показателей. Основным преимуществом такого статистического анализа является простота расчета с использованием пакетов программ вроде Excel и Statistica.

Полный перечень анализируемых параметров достаточно велик. Наиболее распространенные и понятные из них: наработка на отказ, номинальная подача насоса, глубина спуска, дебит жидкости, динамический уровень, обводненность, пластовое давление, количество взвешенных частиц и т.д.

На первом этапе составляется матрица корреляции зависимости эффективности ГТМ (дополнительная добыча) от характеристик анализируемого объекта (месторождения, предприятия и т.д.). Коэффициенты корреляции варьируются в интервале от -1 (обратная зависимость) до 1 (прямая зависимость). Нулевое значение коэффициента показывает, что параметры независимы. Помимо коэффициентов корреляции определяется p -уровень для каждой пары, который демонстрирует достоверность полученных результатов. Например, коэффициент корреляции с p -уровнем $0,05$ достоверен с вероятностью в 95% , т.е. вероятность того, что полученный результат простая случайность равен 5% . Далее можно построить графики зависимости от данных параметров, а также уравнение множественной регрессии. Это уравнение позволяет выполнить обоснованный прогноз эффективности планируемых ГТМ.

В таблицах 1 и 2 представлены результаты анализа эффективности 876 ГТМ, проведенных на группе объектов в Оренбургской области. Показана зависимость дополнительной добычи – ΔQ_n от начального дебита – Q_n , обводненности – Q_n , газового фактора – $ГФ$, пластового давления – $P_{пл}$, эффективной толщины пласта – $h_{эф}$, давления насыщения – $P_{нас.}$, вязкости нефти, расчлененности пласта, пористости.

Таблица 1 – Матрица корреляций, геолого-технологические параметры

	ΔQ_n	Q_n	Обвод.	ГФ	$P_{пл}$	$h_{эф}$
ΔQ_n	1	$0,41 \ p = 0,0007$	$-0,18 \ p = 0,05$	$0,31 \ p = 0,022$	$0,31 \ p = 0,011$	$0,02 \ p = 0,81$
Q_n	$0,66 \ p = 0,0007$	1	$-0,34 \ p = 0,002$	$0,17 \ p = 0,207$	$0,14 \ p = 0,276$	$0,14 \ p = 0,393$
Обвод.	$-0,18 \ p = 0,056$	$-0,34 \ p = 0,002$	1	$0,11 \ p = 0,187$	$0,06 \ p = 0,899$	$0,04 \ p = 0,707$
ГФ	$0,31 \ p = 0,022$	$0,17 \ p = 0,207$	$-0,11 \ p = 0,187$	1	$0,65 \ p = 0,000$	$0,08 \ p = 0,436$
$P_{пл}$	$0,31 \ p = 0,011$	$0,14 \ p = 0,276$	$0,06 \ p = 0,899$	$0,65 \ p = 0,000$	1	$-0,27 \ p = 0,058$
$h_{эф}$	$0,02 \ p = 0,81$	$0,14 \ p = 0,393$	$0,04 \ p = 0,707$	$-0,08 \ p = 0,436$	$-0,27 \ p = 0,058$	1

Таблица 2 – Матрица корреляций, геолого-физические параметры

	ΔQ_n	$P_{нас.}$	Вяз. неф	Расчл.	Прониц.	Порист.
ΔQ_n	1	$0,105$	$-0,126$	$0,106$	$-0,089$	$-0,158$
$P_{нас.}$	$0,105$	1	$-0,268$	$-0,299$	$-0,108$	$-0,280$
Вяз. неф	$-0,126$	$-0,268$	1	$0,056$	$0,076$	$0,268$
Расчл.	$0,106$	$-0,299$	$0,056$	1	$0,041$	$0,127$
Прониц.	$-0,089$	$-0,108$	$0,076$	$0,041$	1	$-0,079$
Порист.	$-0,158$	$-0,280$	$0,268$	$0,127$	$-0,079$	1

По приведённым данным строится уравнение регрессии.

В таблице 3 показана матрица корреляций параметров, влияющих на отказ скважинного оборудования. Далее рисунки 1 и 2 показывают графики зависимости наработки от данных параметров. Каждая диаграмма содержит доверительную область, которая так же демонстрирует общую закономерность. Доверительные кривые строились с вероятностью $q = 95\%$ и обозначались пунктирными линиями.



Таблица 3 – Матрица корреляций, наработка на отказ – параметры скважины

	Ном. подача	Нсп	Qж	Н _{дин}	Обв	Р _{пл}	КВЧ	Нараб.
Ном. подача	1	–	–	–	–	–	–	–
Нсп	0,308	1	–	–	–	–	–	–
Qж	0,514	0,272	1	–	–	–	–	–
Н _{дин}	0,235	0,817	0,106	1	–	–	–	–
Обв	–0,107	–0,444	0,304	–0,289	1	–	–	–
Р _{пл}	0,019	0,191	0,105	0,110	–0,082	1	–	–
КВЧ	–0,274	–0,149	–0,221	–0,059	0,1925	–0,091	1	–
Нараб.	–0,196	–0,007	–0,154 P = 0,021	0,064	0,1402 P = 0,024	–0,101	–0,147 P = 0,063	1

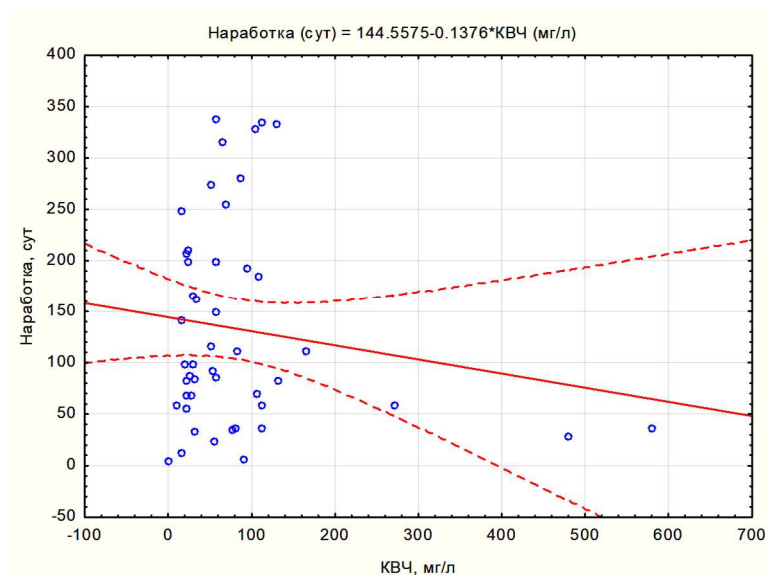


Рисунок 1 – Диаграмма рассеяния для зависимости наработка-КВЧ

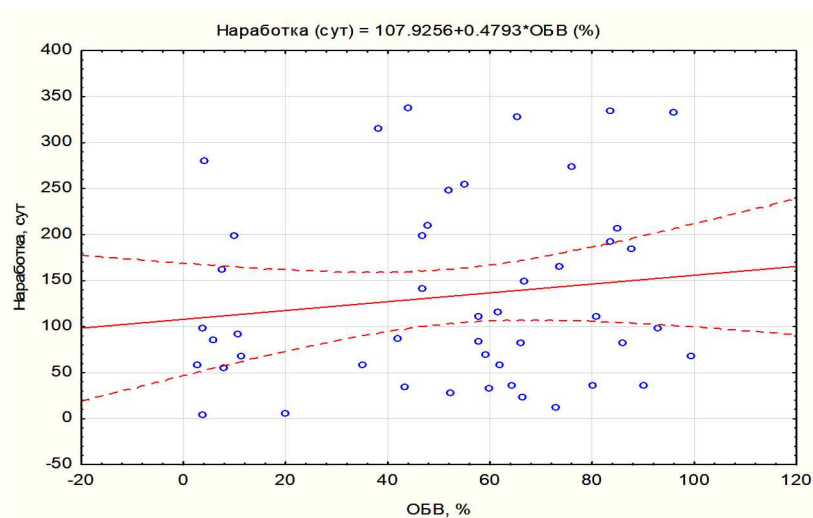


Рисунок 2 – Диаграмма рассеяния



Например, осложняющим факторов при добыче нефти является отложение АСПО на внешней и внутренней поверхности насосно-компрессорных труб НКТ [4]. Одним из эффективных методов предупреждения образования или удаления АСПО является электротепловой метод. При помощи использования специальных электрических нагревательных кабелей температура потока нефти поддерживается выше температуры насыщения нефти парафином. В связи с этим актуальной задачей является разработка прокси-моделей и инженерных методов расчёта температуры в скважине с нагревательным кабелем.

Для решения задачи по предупреждению отложений используем прокси-модель по расчёту распределения температур, которая заключается в нахождении следующих зависимостей:

- Распределение температуры скважинной жидкости по глубине скважины.
- Температура на внутренней стенке ЭК.
- Температуры на внутренней и внешней стенке НКТ.
- Критическая температура и давление (начала отложения).

С помощью разработанного расчётного модуля можно подобрать наиболее эффективную технологию электропрогрева, а именно определить расположение и тип кабеля, его нагревающую способность, при которой исключается образование АСПО. Пример данного расчетного модуля представлен на рисунке 3.

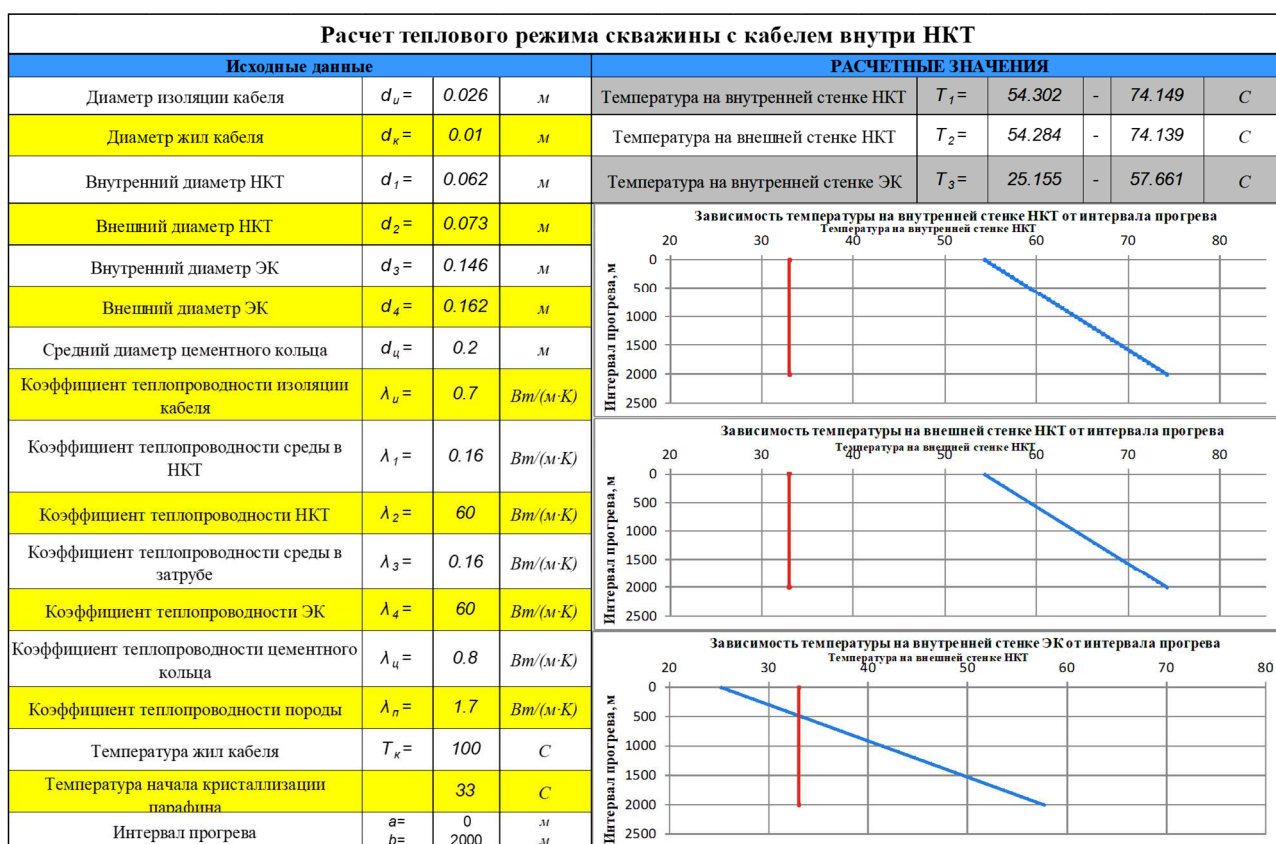


Рисунок 3 – Расчетный модуль теплового режима

Альтернативой тепловым методам может быть метод химической обработки скважин, с помощью которого при применении соответствующих химреагентов, подобранных определенным образом, исключается образование АСПО и удаляются уже накопившиеся отложения. Для эффективного подбора химреагента необходимо провести комплекс исследований, который должен включать в себя: определение физико-химических свойств нефти, определение элементарного состава АСПО, определение физико-химических свойств ингибитора, определение технологических свойств и испытания на совместимость. Для подбора и оценки эффективности ингибитора необходимо провести ряд испытаний на совместимость ингибитора с другими химическими реагентами, пластовыми водами, деэмульгаторами, а также керновые испытания, для оценки эффективности технологии закачки ингибитора в пласт.

После проведения данных исследований и выбора оптимальной технологии доставки ингибитора в пласт рассчитывается экономическая эффективность.

По оценке экономической эффективности, выбирается наиболее оптимальная технология электропрогрева или технология с использованием ингибитора-парафинообразования.



Если в результате обработки геолого-промысловых данных наиболее сильное влияние на разработку месторождения оказывает система ППД, то дальнейшая программа развития должна учитывать применение эффективных методов заводнения, в том числе с использованием химических реагентов. Так, например, один из методов, эффективность которого доказана, является метод щелочного заводнения с использованием дешевых реагентов-отходов нефтехимической и деревообрабатывающей промышленности, щелочного стока капролактама и лигносульфонатов соответственно. Для оценки эффективности применения данной технологии или любой другой необходима программа исследований, которая должна включать анализ ГФХ месторождения, физико-химических свойств нефти, лабораторные исследования на керновых моделях элемента пласта, компьютерное моделирование и оценка эффективности применяемой технологии с помощью математических расчетов. Данная программа исследований с последующей разработкой технологии заводнения была реализована нами для одного из месторождений ПАО «Оренбургнефть».

Например, с помощью статистического анализа на Первомайской группе месторождений ПАО «Оренбургнефть» были выявлены причины остановок ГНО, которыми являются срыв подачи и срабатывания защиты (происходит более 25 % внутрисменных остановок оборудования) [5]. Для анализа зависимости МРП от различных технологических параметров, проводится статистическая обработка отчетов по видам потерь. Найденные зависимости позволяют определить области значений параметров скважин, влияющих на МРП, в соответствии с которыми целесообразно определить фонд скважин, для которых более эффективной может быть струйная технология эксплуатации. В данном случае с помощью статистического анализа были выявлены скважины с высоким газовым фактором и низким пластовым давлением, на которых применение ЭЦН особенно на скважинах с малым дебитом становится нерентабельным (рис. 4). В данном случае струйный насос рассматривается как хорошая альтернатива неэффективно работающих ЭЦН.

Расчет струйного насоса для нефтяных скважин по параметрам					
Исходные данные					
по скважине:			по пласту:		
Дебит нефти	$Q_n =$	9 т/сут	Пластовое давление	$P_{пл} =$	24.9 МПа
Дебит жидкости	$Q_{ж} =$	25 м ³ /сут	Пластовая температура	$T_{пл} =$	362 К
Обводненность	$\beta =$	55 %	Давление насыщения	$P_{нас} =$	28.8 МПа
Забойное давление	$P_{зоб} =$	21.93 МПа	Газовый фактор	$G_F =$	2452.2 м ³ /м ³
Давление в затрубе	$P_{затр.} =$	2.8 МПа	Объемный коэффициент нефти	$b_n =$	2.4
Глубина перфорации	$H_{пр.} =$	4621 м	Вязкость воды	$\mu_v =$	0.43 мПа/с
Глубина подвески насоса	$H_n =$	4032 м	Вязкость жидкости	$\mu_{ж} =$	0.18 мПа/с
Диаметр эксплуатационной колонны	$D_{эк} =$	0.15 м	Вязкость нефти в пластовых условиях	$\mu_n =$	0.16 мПа/с
Внутренний диаметр НКТ	$D_{нкт}^{(внутр.)} =$	0.064 м	Плотность нефти	$\rho_n =$	805 кг/м ³
Внешний диаметр НКТ	$D_{нкт}^{(внеш.)} =$	0.073 м	Плотность газа	$\rho_f =$	1.2 кг/м ³
Длина хвостовика	$L_{хв} =$	350 м	Плотность воды	$\rho_v =$	1190 кг/м ³
Коэффициент сепарации	$k_{сеп.} =$	0.7	Молярная доля азота	$y_a =$	0.0624
Содержание мех. примесей	$КВЧ =$	155 мг/л	Молярная доля метана	$y_m =$	0.475

РАСЧЕТНЫЕ ЗНАЧЕНИЯ					
Дебит нефти	$Q_n =$	9	т/сут		
Давление закачки	$P_{зак.} =$	33	МПа		
Расход рабочей жидкости	$G_{раб.ж.} =$	212.2	м ³ /сут		
Мощность струйного насоса	$\eta =$	116	кВт		
Давление на приеме насоса	$P_{пр.} =$	15	МПа		
Давление нагнетания	$P_{нагн.} =$	33.7	МПа		

Рисунок 4 – Расчетный модуль струйного насоса для нефтяных скважин

Однако, внедрение струйных насосов затруднено или замедляется из-за высокой стоимости устьевого оборудования, в частности нагнетательного насоса, который используется для подачи рабочей жидкости на сопло насоса. Поэтому необходимы расчёты скважины с использованием струйного



насоса с параметрами, соответствующими эксплуатации той же скважины ЭЦН, с помощью чего можно провести обоснованное сравнение эксплуатации скважины струйным насосом и ЭЦН, а также оценить экономическую эффективность. На основе проведенных расчётов основных параметров струйной технологии эксплуатации скважин с высоким газовым фактором выполнен предварительный подбор необходимого оборудования и сделана сравнительная оценка затрат на эксплуатацию одной скважины струйным насосом и ЭЦН в течение 5 лет. Исходные данные по стоимости оборудования и услуг представлены компаниями производителями оборудования и поставщиками услуг. Примерная оценка затрат показала, что начальные затраты на приобретение соответствующего оборудования для эксплуатации скважины струйным насосом примерно в 4 раза превышают затраты на приобретения оборудования при эксплуатации ЭЦН. В процессе эксплуатации скважины энергопотребления струйной технологии в 2 раза выше, чем с ЭЦН. Однако, в 4 раза снижаются затраты на ТРС, ремонты ГНО. Кроме того, существенно снижаются потери недобытой нефти при остановках скважины. Рассчитанный дисконтированный срок окупаемости инвестиций составляет примерно 4,7 года.

Таким образом статистический анализ позволяет выявить проблемный фонд скважин, а также подобрать комплекс мероприятий, направленный на повышение эффективности разработки месторождений, в том числе проведение различных ГТМ. На данном этапе идет сбор и анализ промысловой информации, составление корреляционных зависимостей геолого-технологических параметров. В дальнейшем с помощью прокси-моделей уравнений регрессии можно будет не только быстро и эффективно подобрать тот или иной вид ГТМ, но также рассчитать его экономическую эффективность. При наличии достаточно обширной статистики и грамотно построенном методе анализа удастся охватить тестовыми выборками весь анализируемый фонд скважин и верно установить корреляции между геолого-технологическими факторами. Далее для каждого из значимых факторов построить соответствующую детерминированную модель, описывающую основные физические процессы при добыче. В результате анализа такой модели в каждом конкретном случае удастся найти оптимальные параметры эксплуатации скважин с наибольшей эффективностью и минимальными энергозатратами.

Литература

1. Савельев В.А., Токарев М.А., Чинаров А.С. Геолого-промысловые методы прогноза нефтеотдачи : учеб. пособие. – Ижевск : Издательский дом «Удмуртский университет», 2008. – 147 с.
2. Бачин С.И., Тян Н.С. Анализ интенсификации добычи нефти на Мамонтовском месторождении // Нефтяное хозяйство. – 2005. – № 8. – С. 76–78.
3. Тимонов А.В., Загуренко А.Г. Оптимизация технологий ГРП на месторождениях ОАО «НК «Роснефть» // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 11. – С. 68–73.
4. Лыков Д.В., Круглов Е.А. Обзор технологий для предотвращения образования АСПО в скважинах первомайской группы месторождений ПАО «Оренбургнефть» // Инженерная практика. – 2017. – № 04. – С. 56–59.
5. Лыков Д.В., Галиев Н.А., Тютяев А.В. Оценка перспектив применения струйных насосов на нефтяных месторождениях первомайской группы ПАО «Оренбургнефть» // Инженерная практика. – 2017. – № 04. – С. 68–72.

Reference

1. Savelyev V.A., Tokarev M.A., Chinarov A.S. Geological and field methods for predicting oil recovery : Textbook allowance. – Izhevsk : Publishing House «Udmurt University», 2008. – 147 p.
2. Bachin S.I., Tyan N.S. Analysis of the intensification of oil production at the Mamontovskoye field // Oil industry. – 2005. – № 8. – P. 76–78.
3. Timonov A.V., Zagurenko A.G. Optimization of hydraulic fracturing technology in the fields of Rosneft // Oil industry. – 2006. – № 11. – P. 68–73.
4. Lykov D.V., Kruglov E.A. Technology review to prevent the formation of ARPD in the wells of the May Day group of fields of PJSC Orenburgneft // Engineering Practice. – 2017. – № 04. – P. 56–59.
5. Lykov D.V., Galiev N.A., Tyutyayev A.V. Evaluation of the prospects for the use of jet pumps in oil fields of the May Day group of PJSC Orenburgneft // Engineering Practice. – 2017. – № 04. – P. 68–72.