

РАЗРАБОТКА ЭФФЕКТИВНЫХ МЕТОДОВ ЭКСПЛУАТАЦИИ МАЛОДЕБИТНЫХ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН*

М.М. Муталлимов¹, Е.В. Мамедова¹, Г.Д. Шукюрова³

¹Институт Прикладной Математики, БГУ, Баку, Азербайджан

³Бакинский Государственный Университет

e-mail: mmutallimov@bsu.edu.az, f_aliev@yahoo.com, mamedova_yegana@yahoo.com

Резюме. В рассматриваемой работе исследуются эффективные методы эксплуатации малодебитных нефтяных скважин. Рассмотрена эксплуатация малодебитных скважин как газлифтным методом, так и штанго-насосными установками, а также с помощью центробежных насосов, описаны способы применения различных методов эксплуатации в отдельности. Кроме этого анализированы методы увеличения отдачи пласта.

Ключевые слова: малодебитные скважины, методы эксплуатации, увеличение добычи нефти .

AMS Subject Classification: 93A30.

1. Введение.

В настоящее время современное развитие экономики Азербайджанской Республики связано с такими особенностями, как эффективное использование всего производства и природных ресурсов, всесторонняя интенсификация производства, повышение эффективности производства на основе результатов научно-технического прогресса, укрепление экономики. Так как производственная отрасль промышленности более капиталоемкая, эффективность производства еще более важна в этих областях [3]. Эта проблема в нефтегазовой отрасли республики является актуальной. В прошлом в Азербайджане было открыто 67 месторождений нефти и газа, и в настоящее время 54 месторождения из них разрабатывается, в том числе на суше открыты 42 месторождения нефти и газа, 37 из которых находятся в разработке. Восемь из этих месторождений (Балаханы-Сабунчи-Рамана, БибиЭйбат, Бинагади, Сураханы, Куровдаг, Мишовдаг, Курсанги и Карабахли) обеспечивают до 70% годовой добычи нефти. В настоящее время в ПО «Азнефть» из всех разрабатываемых залежей 48 находится на последнем этапе разработки. Этим месторождениям характерны снижение темпов добычи нефти, неравномерное распределение скважин, высокое наводнение и выход из непрерывной эксплуатации и износ большинства основных фондов. Однако экономическая оценка разработки нефтяных месторождений и определение экономических границ их освоения очень важны. Существуют разные подходы к решению этих вопросов на практике. В мировой практике чаще используется модель «затраты - объем - прибыль».

* Работа была представлена на семинаре Института Прикладной Математики 01.10.2019
Работа выполнена при поддержке договора SOCAR № 03TP-11LR

Эта модель основана на распределении производственных затрат по постоянным и переменным затратам, а также зависимости выручки, расходов и прибыли от производства и продаж [28-30].

В последние годы из-за нахождения большинства нефтяных месторождений страны на суше на заключительной стадии разработки, высокой водянистости добываемого продукта, резкого снижения дебита скважин и по другим объективным причинам вопрос улучшения экономических показателей в добыче нефти, в первую очередь таких как себестоимость, цена и рентабельность, стоит очень остро. В связи с этим определяется актуальность проблемы экономического обоснования уровня рентабельности эксплуатации нефтяных скважин. Решение этой проблемы включает обоснование критериев экономической оценки эксплуатации старых скважин, разработку методологии расчета экономических показателей добычи нефти из этих скважин и согласование экономических критериев эксплуатации с основными технологическими параметрами эксплуатации скважин. Анализ показывает, что в нефтегазодобывающих учреждениях Производственного Объединения "Азнефть" фонд скважин с малым дебитом растет с каждым годом и составляют большинство. Прежде чем приступить к анализу технико-экономического показателя работы скважин с низким дебитом, необходимо рассмотреть такой фундаментальный вопрос - какие скважины можно отнести к фонду скважин с малым дебитом. Обобщая результаты анализа и принимая во внимание вступление скважин в заключительную стадию эксплуатации на наземных месторождениях, к фонду скважин с низким дебитом можно отнести скважины с среднесуточной добычей нефти в 1 тонны и скважины с водянистостью более 90%. В настоящее время подавляющее большинство скважин с низкой добычей нефти эксплуатируются с помощью глубоконасосного метода, и их количество увеличивается с каждым годом. В мировой практике добычи нефти скважины с менее чем 1 тонной добываемой нефти в сутки считаются низкодебитными. Анализ затрат на добычу тонны нефти показывает, что темпы роста затрат на добычу нефти опережают темпы роста добычи нефти. Увеличение затрат на добычу нефти объясняется высоким уровнем механизированной добычи нефти на НГДУ, с большим количеством низкодебитных скважин, значительным количеством дорогостоящего подземного ремонта скважин. Основой методологии расчета уровня рентабельности эксплуатации низкодебитных скважин является принцип расчета себестоимости добычи нефти по отдельным скважинам или группам скважин [3].

2. Эффективное освоение низкодебитных нефтяных скважин, эксплуатируемых глубинными штанго-насосами.

Известно, что нефтяная промышленность Азербайджанской Республики вступила в новую фазу, в которой основное внимание уделяется добыче нефти на шельфе Каспия [19]. Однако невозможно обеспечить развитие

нефтяной промышленности без должного внимания к эффективной разработке старых нефтяных месторождений, которые все еще не истощены. Следует отметить, что долгосрочные месторождения в основном эксплуатируются низко дебитными скважинами. Большинство скважин (более 90%), эксплуатируемых механическим способом (в основном с помощью глубинных насосов), относятся к категории низкодебитных. Следует отметить, что нефть, добываемая из таких скважин, является лишь малой частью нефти, добываемой в стране. Однако из-за большого фонда малодебитных скважин, их эффективная эксплуатация с экономической точки зрения имеет большое значение, поскольку затраты на эксплуатацию этих скважин довольно высоки. Одним из наиболее эффективных способов эксплуатации малодебитных скважин является их переход на периодический режим.

Как видно из названия, суть метода периодической добычи нефти заключается в том, что насосная установка не добывает нефть работая непрерывно, а работает периодически и остается бездействующей в течение остального времени. В это время приток нефти в скважину не прекращается, и скорость потока изменяется со временем. Депрессия и приток на дне скважины при непрерывной работе остаются стабильными в течение довольно длительного времени. В этом главное отличие периодической эксплуатации от непрерывной.

На практике мы сталкиваемся с проблемой выбора срока периодов накопления жидкости и ее добычи при использовании периодической эксплуатации вместо непрерывной. И это должно быть решено таким образом, чтобы не было потери в текущем производстве или чтобы потеря не была чрезмерной. Кроме того, отношение времени простоя к календарному времени должно быть достаточно большим, чтобы экономия затрат на энергию и на ремонт была заметной.

Следует отметить, что процесс периодической добычи нефти состоит из двух этапов: процесс накопления жидкости (повышение уровня жидкости в скважине) и процесс извлечения жидкости из скважины до самого низкого уровня. Периоды, соответствующие этим процессам, называются периодами накопления жидкости и извлечения жидкости.

Важно отметить, что существенным условием целесообразности периодической добычи нефти является наличие запасных частей, используемых в скважине (станки, штанги, моторы, насосы). Запасной потенциал насосной установки частично или полностью выражается коэффициентом производительной возможности, который получается путем деления максимальной производительности с данными параметрами на фактический дебит жидкости.

Основным экономическим критерием, определяющим целесообразность перехода скважины от непрерывной эксплуатации к периодической, является

то, что себестоимость нефти, добытой путем периодической эксплуатации не должна превышать себестоимость нефти, добытой непрерывным путем.

Важно отметить, что для того, чтобы осуществить периодический метод эксплуатации надлежащим образом, возникает необходимость разработки методики расчета времени периодов накопления и разгрузки жидкости, которая возможна на основе данных непрерывной эксплуатации [4,5,7,17,18]. Самым простым и наиболее подходящим методом исследования в этой области является метод А.С. Вирновского и О. Татеишвили [18].

Как уже упоминалось выше, на нефтяных месторождениях Азербайджана эксплуатируется большое количество малодобитных насосных скважин. Очень трудно и почти невозможно перевести такое число скважин в периодический режим работы и управлять им вручную (запуск и остановка электродвигателя станка-качалки). Чтобы преодолеть эти трудности, авторы статьи [19] создали устройство, позволяющее автоматизировать работу большого количества скважин в периодическом режиме. На основе работы такого автоматического устройства стоит открытая динамограмма насоса, то есть зависимость дебита от времени. Так как от регистратора силы во вход автоматического устройства поступают трапециевидные импульсы, длина продолжительности которых зависит от коэффициента наполнения насоса.

Когда скважина входит в режим периодической работы, длительность импульса постепенно увеличивается, и импульс получает постоянное значение, когда в режиме полной выкачки уровень падает до уровня входа насоса.

Таким образом, в каждой скважине к случаю полной выкачки жидкости соответствует точно установленная длительность импульса, то есть длина импульса, поступающего от регистратора силы прямо пропорциональна уровню ненаполнения глубинного насоса.

Эта зависимость используется при разработке установки автоматического управления периодической эксплуатации скважин. Таким образом, на автоматическую установку дается только фактическое значение времени накопления, а период откачки жидкости, собранной в пространстве вокруг трубопровода до входа насоса, будет определяться автоматическим устройством.

Важно отметить, что необходимо соблюдать осторожность при периодической эксплуатации низкодобитных скважин, так как, могут быть причины в той или иной степени, а иногда даже в большей степени, мешающие работе скважины в нужном рабочем режиме: наличие утечки в насосных трубах, вредное влияние свободного газа на работу насоса и, наконец, возможное влияние газа, растворимого в нефти на работу насоса. Поэтому эти эффекты должны быть устранены заранее.

3. Эффективная разработка малодобитных нефтяных скважин, эксплуатируемых газлифтным методом.

Известно, что имеются два вида газлифта – непрерывный и периодический методы газлифта. В непрерывном методе газлифта приток жидкости из слоя в скважину, ее движение вверх по насосно-компрессорным трубам и извлечение ее на поверхность земли происходит беспрерывно. Чтобы обеспечить приток нефти на дно скважины нужно поддерживать определенное давление в скважине. Когда газ не закачивается, уравновешивающий это давление жидкостный столб не может подниматься до устья скважины. Закачивание газа в столб жидкости в скважине вызывает подъем этого столба до устья скважины и, таким образом, газожидкостная смесь выводится из скважины на поверхность земли. Нужно отметить, что непрерывный метод газлифта начинает применяться сразу после фонтанного метода добычи нефти.

В последующем этапе разработки скважин в случае падения давления в скважине, а также во время эксплуатации скважин с малой производительностью пользуются периодическим методом газлифта, когда закачивание газа в скважину происходит дискретно. Определить целесообразность перехода к периодическому методу газлифта является одним из важных моментов. Так как очень важно знать именно в какой момент нужно переходить из непрерывного метода газлифта в периодический метод. Поэтому улучшение математических моделей газлифта с помощью системного подхода имеет большое значение.

Разработка математической модели с помощью системного подхода заключается в разбиении общей модели в отдельные части и в построении и связывании моделей компонентов, входящих в целую систему газлифта.

Допустим, что [20] структура газлифтной скважины дана в следующих частичных формах:

- Газ в кольцевом пространстве;
- Жидкость в кольцевом пространстве;
- Жидкость в эксплуатационной трубе;
- Жидкость в насосно-компрессорной трубе;
- Газ в насосно-компрессорных трубах.

В построении математической модели можно принять следующие упрощения с помощью системного подхода:

- Рабочий агент (закачиваемый газ) подается со дна насосно-компрессорных труб;
- Для изъятия продукта из скважины пользуются трубами с постоянным поперечным сечением;
- Продукт, извлекаемый с помощью насосно-компрессорных труб состоит из газожидкостной смеси;
- Поток из скважины задается в одномерной системе координат;
- Процесс движения изотермический;
- Параметры потока усредняются по времени и по поперечному сечению скважины;

- В качестве рабочего агента берется газ с определенным давлением;

При вышеуказанных условиях можно улучшить математическую модель газлифтной скважины, рассматривая ее как целую систему. Итак, пользуясь методикой из [20], в выбранных объемных частях движение однофазных и двухфазных потоков описываются системой дифференциальных уравнений.

Предложенная в работе [20] математическая модель характеризует непрерывный случай газлифтного процесса. Когда скважины долгое время работают в этом режиме, их отдача уменьшается, и в этом случае возникает необходимость перехода к периодическому газлифтному режиму, и в этом случае закачиваемый в скважину газ подается периодически. Как отмечено выше, разработка нефтяных залежей сопровождается уменьшением давления слоя. Обычно для эффективной работы газлифта относительная погружения должна быть в пределах 0,5 – 0,6. При падении давления в слое приходится опускать башмак насосно-компрессорных труб до дна скважины. Относительная погружения в этом случае уменьшается, тогда приходится увеличить затрату закачиваемого газа. В результате, в силу большого количества расходуемого газа эксплуатация скважин газлифтным методом становится неэффективной, и тогда возникает вопрос перехода таких скважин к насосному или периодическому газлифтному методу эксплуатации. Но переход скважины к насосному методу разработки не всегда бывает возможным, если даже ставить его на дно скважины, так как большое количества газа и песка не дает осуществить этот метод. Такие скважины нужно перевести к периодическому газлифтному процессу, в этом случае закачиваемый газ подается в скважину периодически. Каждый период в периодическом методе газлифта можно разделить на следующие части:

1. Сбор жидкости в скважине без закачивания газа;
2. Закачка сжиженного газа в скважину;
3. Смешивание закачиваемого газа с жидкостью и извлечение газожидкостной смеси из скважины.

Так как работа скважины периодическая, то давление на ее скважине начинается со скопления с минимального уровня до максимума в конце работы, т.е. до начала извлечения меняется периодически. Во время периодической эксплуатации производительность скважины бывает меньше, чем в непрерывном газлифте. Так как, когда все условия равны, средняя интегральная депрессия слоя благодаря периодическому колебанию динамического уровня будет меньше постоянной депрессии непрерывной эксплуатации. Чем больше разница между депрессиями в периодическом и непрерывном случаях, тем больше потеря в производстве нефти. Эта разница зависит от частоты периодов. Чем короче период, т.е. чем они быстрее, амплитуда динамического колебания жидкости в скважине тем меньше и ее среднее интегральное значение тем ближе будет к уровню, определяемому

при непрерывной работе скважины. И так, переход к периодическому методу эксплуатации обязательно связан с частичной потерей дебита на дне скважины. Эти потери зависят от частоты периодов, а это можно изменить. Поэтому если экономия за счет уменьшения затрат на закачиваемый газ, энергию и др. будет больше стоимости потерь нефти, переход к такому методу эксплуатации целесообразен. Нужно отметить, что в определенной комбинации условий при низком уровне жидкости, слабом потоке, в большом количестве песка и больших растрат газа эксплуатация скважины непрерывным газлифтом невозможна, и в таких случаях применяется метод периодического газлифта. Метод периодической эксплуатации имеет несколько видов.

Процессы, происходящие в скважине при периодическом газлифте можно описать следующей последовательностью [6,16,24,36]:

- Закачивание газа в пространство вокруг трубы;
- Сдавливание жидкости из около трубного пространства в насосно-компрессорные трубы;
- Подъем жидкости вверх по насосно-компрессорной трубе;
- Выход жидкости из насосно-компрессорной трубы на поверхность земли;
- Стеkanie назад не выводимой жидкости;
- Сбор жидкости на дне скважины до уровня вычисления.

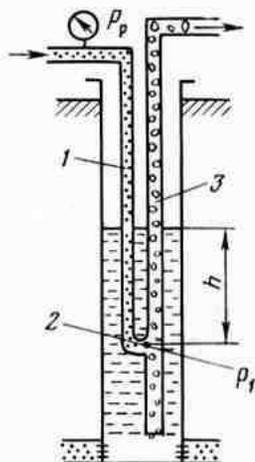


Рис.1. Схема газлифтной скважины

Уравнение баланса затрат учитывает объем потока газа и жидкости межкольцевого трубного пространства, пластом и насосно-компрессорных труб. В уравнении баланса давления учитываются давление над скважиной, давление закачиваемого газа, действие гравитации и потери давления газа и жидкости при трении в трубе и около трубного пространства скважины. Важно отметить, что переходные условия между этапами могут быть

найденны с помощью эмпирических отношений, полученных А.П.Крыловым и В.А.Сахаровым [23,31,32].

В течении всех этапов газлифтного процесса происходит взаимодействие между слоем и скважиной. Во время процесса поднятия жидкости наверх по насосно-компрессорным трубам происходит поток нефти из слоя в скважину. В то же время в насосно-компрессорную трубу поступает газ из около трубного пространства. Газожидкостная смесь (в [16] газ и жидкость), образующаяся внизу насосно-компрессорных труб моделируется как множество слоев. Если удовлетворяется условие поступления жидкости из слоя, на каждом шагу моделирования одна пара слоев. Толщина каждого слоя определяется скоростью движения жидкости и газа и большим шагом моделирования, соответственно. В последующих шагах моделирования наблюдается продвижение каждого слоя жидкого газа по насосно-компрессорным трубам. Такое упрощение структуры смеси в скважине дает возможность учитывать эти составные части потока в уравнениях баланса затрат и давления.

4. Применение электрических центробежных насосов в малодобитных скважинах.

Как было отмечено, большая часть нефтяных скважин в Азербайджане относится к малодобитному фонду и половина из них работает в периодическом режиме. В эксплуатации таких скважин пользуются электрическими центробежными насосами (ЭЦН). Эффективное использование таких насосов является одной из актуальных задач. В периодическом режиме эксплуатации малодобитных скважин многообразное использование и остановка насосного агрегата скважины приводит к накоплению механических смесей в рабочих органах насоса. По этим и другим причинам извлечение из скважины всей потенциально возможной нефти становится невозможным и это требует применения новых методов решений и привлечения новых ресурсов. Поэтому одним из актуальных проблем производства нефти является увеличение времени эксплуатации скважин, работающих в периодическом режиме для извлечения лишней нефти.

Как отмечается в работе [37], основной причиной выхода из строя агрегатов в малодобитных скважинах является высокая температура слоя и интенсивное извлечение механических смесей, а это в свою очередь вместе с низким дебитом приводит к нагреванию погружного электрического устройства (ПЭУ) и выходу из строя всего электрического центробежного насоса.

В связи с постоянными изменениями в существующем фонде скважин (плановый ремонт, начало, остановка и оптимизация эксплуатации, изменение метода эксплуатации, начало разработки новых скважин и т. д.) с помощью существующих устройств очень трудно дать оптимальный режим всему фонду скважин, дающих нефть, из за технического и технологического ограничения этих устройств.

С другой стороны для усиления контроля к работе устройств скважины и изменения их параметров нужно периодически привлекать человеческие ресурсы. В связи с этим возникают риски связанные с человеческим фактором. Чтобы минимизировать эти риски скважинные оборудования с самого начала выбираются с учетом возможного изменения производительности скважины для обеспечения самого высокого коэффициента полезного действия. Поэтому, как отмечено в работе [37], разные фирмы продолжают испытание и проверку устройств и технологий, направленных на снижение фонда скважин с периодическим режимом и их переход к режиму постоянной эксплуатации.

Одним из методов повышения эффективности производства нефти является разработка залежей с помощью интеллектуальных систем, дающих возможность наблюдения за динамическими параметрами скважин [27,34]. В этом случае в зависимости от этих параметров и заданных технологических критериев и ограничений можно автоматически выбрать «режим максимального дебита». Итак, системный подход дает возможность решить одну из самых актуальных производственных проблем – оптимизацию действующего фонда скважин с помощью применения интеллектуальных технологий.

Важно отметить, что задачи, связанные с эксплуатацией фонда малодобитных скважин можно решить с помощью применения интеллектуального алгоритма управления прикрепленных к управляющей станции устройств скважины. Такие алгоритмы способны не только защитить агрегаты от нежеланных рабочих режимов, но и изменить режим работы насоса, например, с помощью урегулирования частоты вращения ротора погружного электрического двигателя.

В настоящее время существует множество примеров таких удачных технологий: высокоскоростные интеллектуальные системы АКМЦЕН (автоматически укомплектованные малообъемные центробежные электрические насосы), частотно регулируемые приводы (ЧРП), автоматическое урегулирование стабилизатором притока, являющимся управляющим контроллером рабочего режима скважины (УКАС).

В раб. [37] отмечено, что в России начато применение высокоскоростных адаптивных систем АКМЦЕН [26, 27]. Основные задачи этого применения следующие:

- Проверка надежности устройств, также в часто ремонтируемых скважинах (более 3 раз в году);
- Определение слабых частей устройств и устранение неполадок;
- Определение целевых направлений применения устройств и технологий.

Кроме этого, в [35] показано, что стало возможным значительно увеличить потенциал скважин с АКМ ЦЕН, в связи с устранением ограничения глубины во время ввода насоса в скважину. Самая высокая эффективность от этого

устройства была получена в скважинах, работающих в периодическом режиме или с меняющимся потенциалом.

Устройство УКАС имеет следующие преимущества по сравнению с обычными устройствами ЧРП:

1. Регулярная оптимизация динамического уровня в скважине.
2. Определяет уровень жидкости в 500 метрах ниже уровня насоса с помощью высокотехнологического контроллера.
3. Моментальная защита от остановки подачи нефти, без избыточной загрузки. Это обеспечивается с помощью высокотехнологического контроллера.

Как показано в работе [37], применение технологии УКАС дало возможность увеличить дебит скважин на 19 %, а в некоторых даже в 2 раза. Итак, использование этой технологии дает возможность уменьшить число скважин, работающих в периодическом режиме эксплуатации, и в некоторых случаях делает эту работу лучше других приборов, например стандартных ЧРП.

Нужно отметить, что самый большой недостаток всех асинхронных погружных электрических двигателей – обеспечить необходимую большую скорость жидкости для охлаждения двигателя. Потому, что в определенных режимах эксплуатации скважин двигатели начинают нагреваться, и это уменьшает их производительность [21, 35]. А синхронные двигатели по сравнению с синхронными за счет более высокого коэффициента полезного действия могут уменьшить действие потока жидкости, откачиваемого из скважины, на температурный режим.

Итак, при использовании ЦЭН применение новой техники и передовых технологий дает возможность эффективной работе низкодебитных скважин со следующими установками [22]:

- Интеллектуальные системы АКМ ЦЭН, дающие возможность изменению рабочего режима скважины в режиме автоадаптации.
- Интеллектуальная система (УКАС) управления установок скважины, присоединенной к станции управления;
- Синхронный погружной электрический двигатель для уменьшения риска нагрева двигателя в фонде низкодебитных скважин за счет большего коэффициента полезного действия.

5. Методы увеличения притока нефти в малодебитных скважинах.

Как уже было отмечено, в результате эксплуатации нефтяных скважин, их производительность уменьшается и они превращаются в малодебитные скважины. Как показано в [33], причины спада дебита нефтяных скважин следующие:

1. В связи с бурением (некачественное открытие, неправильный выбор буровых смесей, некачественная изоляция дающих воду горизонтов , некачественная перфорация);
2. Спад давления пласта;
3. Заглушка трещин и пор парафинами и асфалтенами в околотрубной зоне.
4. Выход на поверхность закачиваемой воды, неравномерное движение сжимающего фронта;
5. Качество извлекаемой нефти (вязкость, присутствие смесей и т.д.).

Все эти указанные отрицательные качества приводят к спаду дебита нефтяной скважины. Их детальный анализ и правильная оценка необходима для выбора технологий или комплекса технологий для увеличения производительности скважины.

Оценка количественных показателей фонда малодебитных скважин, существующих во всем мире очень трудна. Разные страны и нефтедобывающие фирмы пользуются различными оценками для того, чтобы отнести скважины к фонду малодебитных скважин. Также нужно отметить, что малодебитные скважины обычно эксплуатируют штанговыми глубинными насосами. Такие скважины составляют большую часть всего фонда скважин и можно убедительно сказать, что со временем их число будет расти.

Применение увеличения подачи нефти залежей зависит от некоторых факторов, и они в свою очередь оказывают свое действие на правильный выбор нужной технологии. Если оценить эти методы с точки зрения расходов на проведение процесса, к “бюджетным” (т.е. дешевым) можно отнести некоторые химические методы, осуществляющиеся применением некоторых недорогих реагентов. К таким методам можно также отнести нестационарные и основанные на периодическом закачивании воды методы.

Чтобы принять правильное решение о целесообразности применения какой-либо технологии увеличения подачи нефти нужна правильная оценка экономической эффективности расстрачиваемых сил и ресурсов. Существуют различные методы для оценки экономической эффективности, связывающей инвестиционные расходы и прибыли от продажи избыточной нефти. Применение дорогостоящих методов связано с ростом труднообрабатываемых залежей в общей их структуре. Так как, для эффективной разработки труднообрабатываемых нефтяных залежей наравне с привычными технологиями предлагаются новые термохимические и газовые технологии.

Для увеличения добываемости нефти существует множество методов [1,10,11,14,25], из них можно отметить тепловые, газовые, химические, гидродинамические и комбинированные методы.

При использовании тепловых методов увеличение притока нефти ко дну скважины происходит по причине искусственного поднятия температуры

в трубах и на дне скважины. Этот процесс происходит подачей горячей воды или пара, или созданием очага возгорания. Эти применения дают свою отдачу в скважинах, откуда извлекается вязкая, дегтярная и парафиновая нефть – высокая температура растаивает твердые и прилипшие к стенкам вещества и делает нефть подвижной.

Газовые методы, как и видно из названия, имеют ввиду закачивание различных газов – воздуха, кислорода, азота и др. в скважину. В это время в скважине происходит трансформация воздуха, природные химические процессы и это приводит к тому, что вещества, загрязняющие скважину растворяются или возгораются. Преимущества этих методов в их соответствии бюджету (их дешевизна) и в использовании природной энергии слоя.

При использовании химических методов на извлечение нефти влияют различные химические вещества - растворы, полимеры, щелочи, кислоты, композиции химических реагентов. Их часто используют для удаления нефти из полностью истощенных, затопленных слоев.

Этой категории можно в принципе отнести также микробиологические эффекты воздействия. В этом случае бактерии и микроорганизмы помогают увеличить подаваемость нефти. Они закачиваются в скважину, и эти вещества влияют на углеводороды нефти, тем самым отделяя полезные вещества для их жизнедеятельности, что также помогает успешно добывать нефть.

Гидродинамические методы являются наиболее распространенными методами, рассматривающие введение воды на границы и источники залежей и, таким образом, добывая нефть. В то же время на добычу нефти влияет давление воды и газа.

Иногда производители нефти используют комбинацию всех вышеперечисленных методов.

Мировая практика показывает, что методы увеличения поставок нефти начинают все шире применяться, и в настоящее время добыча нефти из таких скважин составляет до 20% от общей добычи, которая, как ожидается, будет постепенно увеличиваться. Это связано, главным образом, с тем, что старые месторождения истощены, а состояние месторождений, запасы которых являются выгодными с точки зрения промышленности, постепенно ухудшается. В то же время снижение налоговой нагрузки на нефть, добываемую из трудноизвлекаемых пластов, может повысить важность этих методов.

Классификация методов увеличения добычи нефти довольно разнообразна и охватывает более 100 технологий. Эти технологии постоянно совершенствуются, и часто применяются комбинированные методы, например, могут объединяться тепловые и гидродинамические или гидродинамические и физико-химические методы.

Обычно специалисты рассматривают физические методы, используемые для увеличения дебита скважины. Это включает в себя гидроразрыв пласта, создание горизонтальных скважин, электромагнитные и волновые эффекты, ультразвуковые и плазменно-импульсные технологии.

При гидроразрыве скважины создается давление на дне скважины и появляются трещины в горных породах вблизи скважины. С помощью специального устройства в скважину закачивается такого объема вязкая жидкость, чтобы она могла создавать давление, необходимое для образования трещин на дне скважины.

Строительство горизонтальных скважин было рекомендовано в связи с увеличением количества малодобитных и затопленных скважин. Однако этот метод является одним из самых дорогих и сложных.

Под электромагнитным воздействием подразумевается, что на слой воздействуют высокочастотными электромагнитными волнами, и в скважине начинают действовать внутренние тепловые источники.

По мнению экспертов и специалистов в данной области, методы физического воздействия используются чаще, чем другие методы, и дают нужный эффект. Наиболее часто используемый нефизический метод - это тепловое воздействие паром.

6. Заключение.

Таким образом, для эффективной эксплуатации малодобитных нефтяных скважин применяются различные методы. По нашему мнению разработка новых математических моделей этих процессов, а также постановка и решения различных задач оптимизации имеют первостепенное значение. Отметим, что в последнее время опубликовался ряд оригинальных работ [2,8,9,12-15], посвященных этой проблематике. Применение результатов этих исследований позволит оптимизировать процесс нефтеотдачи в малодобитных нефтяных скважинах.

ЛИТЕРАТУРА

1. Abasov M.T., Orudjaliev F.G., Djamalbekov M.A. Scientific Basis Gas Condensate Reservoirs Development in deformed Reservoir Rocks, Proceedings of the II Symposium on Mining Chemistry. Vise grad, Hungary. 22-24 October, 1986, pp.187-206.
2. Aliev F.A., Aliev N.A., Safarova N.A. Transformation of the Mittag-Leffler Function to an Exponential Function and Some of its Applications to Problems with a Fractional Derivative. Applied and computational Mathematics. An International Journal. V.18, N. 3, 2019, pp.316-325.
3. Абдуллаев А.С., Аббасов Н.А., Ибрагимова М.О. О методологии определения пределов рентабельности при эксплуатации

низкодебитных нефтяных скважин // Научные труды института “Нефтегазпроект” ГНФАР, №24, 2008, сс.248-252.

4. Адонин А.Н., Алиев Н.Ш. Оптимизация периодической откачки жидкости из малодебитных насосных скважин. АзГосиздат, Баку, 1981.
5. Адонин А.Н., Сулейманов А.Б., Алиев Н.Ш. Об эффективности периодической откачки насосных скважин. “Нефть и Газ”, N.9, 1972.
6. Акульшин А.И., Бойко В.С., Зарубин Ю.А., Дорошенко В.М. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин. М.: Недра, 1989, 480 с.
7. Алиев Н.Ш. Некоторые вопросы эксплуатации малодебитных насосных скважин. АНХ, N.4, 1982.
8. Алиев Ф.А., Алиев Н.А., Муталлимов М.М., Namazov A.A. Метод идентификации для определения порядка дробной производной колебательной системы. Proceedings of IAM, V.8, N.1, 2019, pp.3-13.
9. Алиев Ф.А., Ильясов М.Х., Джамалбеков М.А., Моделирование работы газлифтной скважины, Доклады НАНА, N.4, 2008, сс.107-116.
10. Алиев Ф.А., Ильясов М.Х., Нуриев Н.Б. Проблемы математического моделирования, оптимизации и управления газлифта// Доклады НАН Азербайджана, N.2, 2009, сс.43-57.
11. Алиев Ф.А., Исмаилов Н.А. Оптимизация импульсных систем. Труды III международной конференции применение ЭВМ в технике и управление. «Комптконтрол», 1987.
12. Алиев Ф.А., Исмаилов Н.А., Задачи оптимизации с периодическим краевым условием и граничным управлением в газлифтных скважинах. Нелінійні коливання, т.17, N.2, 2014, сс.151-160.
13. Алиев Ф.А., Исмаилов Н.А., Намазов А.А., Раджабов М.Ф. Алгоритм вычисления параметров образования газожидкостной смеси на башмаке газлифтной скважины, Proceedings of IAM, V.5, N.1, 2016, pp.123-132.
14. Алиев Ф.А., Муталлимов М.М. Алгоритмы решения задачи оптимального управления с трехточечными неразделенными краевыми условиями. Проблемы управления и информатики, N.4, 2005, сс.36-45.
15. Алиев Ф.А., Муталлимов М.М., Исмаилов Н.А., Раджабов М.Ф. Алгоритмы построения оптимальных регуляторов при газлифтной эксплуатации. Автоматика и телемеханика, N.8, 2012, сс.3-15.
16. Барашкин Р.Л., Самарин И.В. Моделирование режимов работы газлифтной скважины. Известия Томского политехнического университета, т.309, N.6, 2006, № 6, сс.42-46.

17. Бузинов С.Н., Умрихин Н.Д. К вопросу о периодической эксплуатации скважин.
18. Вирновский А.С., Татейшвили О.С. Периодическая эксплуатация насосных скважин. Труды ВНИИ, N.13, Гостоптехиздат, 1958.
19. Габибов И.А., Алиев Н.Ш. Рациональная эксплуатация малодобитных нефтяных скважин, эксплуатирующиеся штанговыми глубинными насосами, International Journal of Innovative Technologies in Economy, V.14, N.2, 2018, сс.28-31.
20. Гусейнов А.А. Эффективные технологии эксплуатации газлифта. Баку, Мутерджим, 2004, 132 с.
21. Ивановский В.Н. Анализ перспектив развития центробежных насосных установок для добычи нефти, Нефтяное хозяйство, N.4, 2008, сс.64-67.
22. Камалетдинов Р.С. Исследование теплового режима вентильных двигателей в составе установки электроцентробежных насосов, Нефтяное хозяйство, N.1, 2007, сс.70-72.
23. Крылов А.П. Новые методы разработки нефтяных месторождений, Вестн. АН СССР, N.6, 1969, сс.79-89.
24. Мирзаджанзаде А.Х., Ахметов И.М., Хасаев А.М., Гусев В.И. Техника и технология добычи нефти. М.: Недра, 1986. 382 с.
25. Муталлимов М.М., Алиев Ф.А. Методы решения задач оптимизации при эксплуатации нефтяных скважин. Saarbrücken (Deutschland), LAP LAMBERT, 2012, 164 s.
26. Патент № 2293217 Погружной насосный агрегат с системой принудительного охлаждения электродвигателя / С.И. Кудряшов, С.Е. Здольник, В.А. Литвиненко [и др.]. МПК F04D13/10, F04D29/58. – Оpubл. БИ, 2007. – № 4.
27. Патент №74974 Электроцентробежный малодобитный насос с настраиваемой расходно-напорной характеристикой/ С.И. Кудряшов, О.А. Лознюк, С.Е. Здольник [и др.]. МПК F04D 1/06. – Оpubл. БИ, 2008. – № 20.
28. Самедов Р.С. О методологии определения экономических пределов разработки нефтяных месторождений, Нефтяное Хозяйство Азербайджана, N.5, 2003, сс.48–52.
29. Самедов Р.С. О методологии определения экономической эффективности эксплуатации скважин с низкой производительностью, Нефтяное Хозяйство Азербайджана, N.25, 2005, сс.45 – 51.
30. Сафаров Г.А. Экономические проблемы эффективности в нефтегазодобыче и методы их решения. Баку: Элм, 1997, 296 с.
31. Сахаров В.А., Мищенко И.Т., Богомольный Г.И., Мохов М.А. Периодическая эксплуатация нефтяных скважин. М.: МИНГ, 1985, 70 с.

32. Сахаров В.А., Мохов М.А. Гидродинамика газожидкостных смесей в вертикальных трубах и промысловых подъемниках. – М.: Нефть и газ, 2004, 391 с.
33. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. М.: Недра, 1985, 308с.
34. Технологический регламент по эксплуатации стабилизатора притока с контроллером управления СПКУ ИНТЭС-90. –Тюмень: ООО «ИНТЭС», 2005.
35. Технологический регламент по эксплуатации электроцентробежных насосных установок автоматизированных комплектных малогабаритных ЭЦН АКМ5А-80-(1500-2300). – М.: ООО «НПК «Нефтемаш», 2007.
36. Щуров В.И. Техника и технология добычи нефти. Учебник для вузов. - М., Недра, 1983, 510 с.
37. Юрченко А.В., Петренко С.Н., Абужаков А.З., Хайбуллин Д.М. Применение малодобитного погружного оборудования в добывающих скважинах ООО «РН-Юганскнефтегаз», Научно–технический вестник ОАО «НК «РОСНЕФТЬ», N.1, 2010, сс.46-49.

DEVELOPMENT OF EFFECTIVE METHODS OF OPERATION OF OIL WELLS WITH LOW DEBIT

M.M. Mutallimov¹, Y.V. Mamedova¹, G.D. Shukurova²

¹Institute of Applied Mathematics, BSU, Baku, Azerbaijan

² Baku State University

e-mail: mmutallimov@bsu.edu.az, f_aliev@yahoo.com, mamedova_yegana@yahoo.com

Abstract. In this work the effective methods of operation of oil wells with low debit are studied. The exploitation of low-production wells by both the gas-lift method and rod-pump units and with using of centrifugal pumps is considered, the methods of application of various operating methods separately are described. In addition, the methods for increasing of recoil of layer are analyzed.

Keywords: wells with low debit, exploitation methods, increase of oil production.

REFERENCES

1. Abasov M.T., Orudjaliev F.G., Djamalbekov M.A. Scientific Basis Gas Condensate Reservoirs Development in deformed Reservoir Rocks, Proceedings of the II Symposium on Mining Chemistry. Vise grad, Hungary. 22-24 October, 1986, pp.187-206.
2. Aliev F.A., Aliev N.A., Safarova N.A. Transformation of the Mittag-Leffler Function to an Exponential Function and Some of its Applications to

Problems with a Fractional Derivative. Applied and computational Mathematics. An International Journal. Volume 18, № 3, 2019, s.316-325.

3. Abdullaev A.S., Abbasov N.A., Ibragimova M.O. O metodologii opredelenija predelov rentabel'nosti pri jekspluatacii nizkodebitnyh neftjanyh skvazhin // Nauchnye trudy instituta "Neftgazproekt" GN FAR, 2008, № 24, s.248-252 (Abdullaev A.S., Abbasov N.A., Ibragimova M.O. On the methodology for determining the limits of profitability in the operation of oil wells with low debit// Scientific proceedings of the Institute "Neftgazproekt" SOFAR, 2008, No. 24, p.248-252. In Russian).

4. Adonin A.N., Aliev N.Sh. Optimizacija periodicheskoj otkachki zhidkosti iz malodebitnyh nasosnyh skvazhin. AzGosizdat, Baku, 1981 g. (Adonin A.N., Aliev N.Sh. Optimization of periodic pumping of liquid from pumping wells with low debit. AzGosizdat, Baku, 1981/ In Russian)

5. Adonin A.N., Sulejmanov A.B., Aliev N.Sh. Ob jeffektivnosti periodicheskoj otkachki nasosnyh skvazhin. "Neft' i Gaz", №9, 1972 g. (Adonin A.N., Sulejmanov A.B., Aliyev N.Sh. On the effectiveness of periodic pumping of pumping wells. "Oil and Gas", No. 9, 1972. In Russian)

6. Akul'shin A.I., Bojko V.S., Zarubin Ju.A., Doroshenko V.M. Jekspluatacija neftjanyh i gazovyh skvazhin. M.: Nedra, 1989. — 480 s. (Akulshin A.I., Boyko V.S., Zarubin Yu.A., Doroshenko V.M. Operation of oil and gas wells. M.: Nedra, 1989. -- 480 p. in Russian)

7. Aliev N.Sh. Nekotorye voprosy jekspluatacii malodebitnyh nasosnyh skvazhin. ANH, №4, 1982 g. (Aliev N.Sh. Some issues of operating pumping wells with low debit. ANH, No. 4, 1982. In Russian)

8. Aliev F.A., Aliev N.A., Mutallimov M.M., Namazov A.A. Metod identifikacii dlja opredelenija porjadka drobnnoj proizvodnoj kolebatel'noj sistemy. Proceedings of IAM, V.8, N.1, 2019, pp.3-13. (Aliev F.A., Aliev N.A., Mutallimov M.M., Namazov A.A. Identification method for determining the order of the fractional derivative of an oscillatory system. Proceedings of IAM, V.8, N.1, 2019, pp. 3-13. In Russian)

9. Aliev F.A., Il'jasov M.H., Dzhambalbekov M.A., Modelirovanie raboty gazliftnoj skvazhiny, Doklady NANA, № 4, 2008, s.107-116. (Aliev F.A., Ilyasov M.Kh., Dzhambalbekov M.A., Modeling the work of a gas-lift well, Reports of ANAS, No. 4, 2008, pp. 107-116. In Russian)

10. Aliev F.A., Il'jasov M.H., Nuriev N.B. Problemy matematicheskogo modelirovanija, optimizacii i upravlenija gazlifta// Doklady NAN Azerbajdzhana, 2009, № 2, s.43-57. (Aliev F.A., Ilyasov M.Kh., Nuriev N.B. Problems of mathematical modeling, optimization and control of gas lift // Doklady NAS of Azerbaijan, 2009, No. 2, pp. 43-57. In Russian)

11. Aliev F.A., Ismailov N.A. Optimizacija impul'snyh sistem. Trudy III mezhdunarodnoj konferencii primenenie JeVM v tehnike i upravlenie. «Komptkontrol», 1987. (Aliev F.A., Ismailov N.A. Optimization of impulse

systems. Proceedings of the III international conference the use of computers in technology and control. Comptcontrol, 1987. In Russian)

12. Aliev F.A., Ismailov N.A., Zadachi optimizacii c periodicheskim kraevym usloviem i granichnym upravleniem v gazliftnyh skvazhinah. Nelinijni kolivannja, t.17, №2, 2014, s.151-160. (Aliev F.A., Ismailov N.A., Optimization problems with periodically boundary condition and boundary control in gas-lift wells. Nonlinear Kolivannya, Vol. 17, No. 2, 2014, pp. 151-160. In Russian)

13. Aliev F.A., Ismailov N.A., Namazov A.A., Radzhabov M.F. Algoritm vychislenija parametrov obrazovanija gazozhidkostnoj smesi na bashmake gazliftnoj skvazhiny, Proceedings of IAM, V.5, N.1, 2016, pp.123-132. (Aliev F.A., Ismailov N.A., Namazov A.A., Radjabov M.F. Algorithm for calculating the parameters of the formation of a gas-liquid mixture on the shoe of a gas lift well, Proceedings of IAM, V.5, N.1, 2016, pp.123-132. In Russian)

14. Aliev F.A., Mutallimov M.M. Algoritmy reshenija zadachi optimal'nogo upravlenija s trehtochecnymi nerazdelennymi kraevymi uslovijami. Problemy upravlenija i informatiki, 2005, № 4., s. 36-45. (Aliev F.A., Mutallimov M.M. Algorithms for solving the optimal control problem with three-point unseparated boundary conditions. Problems of Management and Computer Science, 2005, No. 4., p. 36-45. In Russian)

15. Aliev F.A., Mutallimov M.M., Ismailov N.A., Radzhabov M.F. Algoritmy postroenija optimal'nyh reguljatorov pri gazliftnoj jekspluatacii. Avtomatika i telemekhanika, 2012, № 8, 3-15. (Aliev F.A., Mutallimov M.M., Ismailov N.A., Radjabov M.F. Algorithms for the construction of optimal controllers for gas lift operation . Automation and Remote Control, 2012, No. 8, 3-15. In Russian)

16. Barashkin R.L., Samarin I.V. Modelirovanie rezhimov raboty gazliftnoj skvazhiny // Izvestija Tomskogo politehnicheskogo universiteta, 2006, № 6, tom 309. – s.42-46. (Barashkin R.L., Samarin I.V. Modeling the gas-lift well // Izvestia Tomsk Polytechnic University, 2006, No. 6, volume 309. - p. 42-46. In Russian)

17. Buzinov S.N., Umrihin N.D. K voprosu o periodicheskoj jekspluatacii skvazhin. (Buzinov S.N., Umrihin N.D. On the issue of periodic well operation.)

18. Virnovskij A.S., Tatejshhvili O.S. Periodicheskaja jekspluatacija nasosnyh skvazhin. Trudy VNII, vyp.13, Gostoptehizdat, 1958 g. (Virnovsky A.S., Tateishchvili O.S. Periodic operation of pumping wells. Proceedings of VNII, issue 13, Gostoptekhizdat, 1958. In Russian)

19. Gabibov I.A., Aliev N.Sh. Racional'naja jekspluatacija malodebitnyh neftjanyh skvazhin, jekspluatirujushhiesja shtangovymi glubinnymi nasosami // International Journal of Innovative Technologies in Economy, 2018, № 2(14), s. 28-31. (Gabibov I.A., Aliev N.Sh. Rational operation of oil wells with low debit operated by sucker rod pumps // International Journal of Innovative Technologies in Economy, 2018, No. 2 (14), p. 28-31. In Russian)

20. Gusejnov A.A. Jeffektivnye tehnologii jekspluatacii gazlifta. Baku, Muterdzhim, 2004, 132 s. (Huseynov A.A. Effective gas lift operation technologies. Baku, Mutherjim, 2004, 132 p. in Russian)

21. Ivanovskij V.N. Analiz perspektiv razvitija centrobezhnyh nasosnyh ustanovok dlja dobychi nefi // Neftjanoe hozjajstvo. – 2008. – № 4. – S. 64-67. (Ivanovsky V.N. Analysis of the prospects for the development of centrifugal pumping units for oil production // Oil industry. - 2008. - No. 4. - p. 64-67. In Russian)
22. Kamaletdinov R.S. Issledovanie teplovogo rezhima ventil'nyh dvigatelej v sostave ustanovki jelektrocentrobezhnyh nasosov // Neftjanoe hozjajstvo. – 2007. – № 1. – S. 70-72. (Kamaletdinov R.S. The study of the thermal regime of valve motors as part of the installation of electric centrifugal pumps // Oil industry. - 2007. - No. 1. - p. 70-72. In Russian)
23. Krylov A.P. Novye metody razrabotki neftjanyh mesto-rozhdenij // Vestn. AN SSSR.- 1969.- № 6, c. 79-89.(Krylov A.P. New methods for developing of oil fields // Tomsk State University Journal. USSR Academy of Sciences .- 1969.- No. 6, p. 79-89.)
24. Mirzadzhanzade A.H., Ahmetov I.M., Hasaev A.M., Gusev V.I. Tehnika i tehnologija dobychi nefi. - M.: Nedra, 1986. -382 s. (Mirzadzhanzade A.Kh., Akhmetov I.M., Khasaev A.M., Gusev V.I. Technique and technology of oil production. - M.: Nedra, 1986. -382 p. in Russian)
25. Mutallimov M.M., Aliev F.A. Metody reshenija zadach optimizacii pri jekspluatacii neftjanyh skvazhin. Saarbrücken (Deuscland), LAP LAMBERT, 2012, 164 s. (Mutallimov M.M., Aliev F.A. Methods for solving of optimization problems in the operation of oil wells. Saarbrücken (Deuscland), LAP LAMBERT, 2012, 164 p.)
26. Patent № 2293217 Pogruzhnoj nasosnyj agregat s sistemoj prinuditel'nogo ohlazhdenija jelektrodvigatelja / S.I. Kudryashov, S.E. Zdol'nik, V.A. Litvinenko [i dr.]. MPK F04D13/10, F04D29/58. – Opubl. BI, 2007. – № 4. (Patent No. 2293217 Submersible pump unit with a forced cooling system of the electric motor / S.I. Kudryashov, S.E. Zdolnik, V.A. Litvinenko [et al.]. MPK F04D13 / 10, F04D29 / 58. - Publ. BI, 2007. - No. 4.)
27. Patent №74974 Jelektrocentrobezhnyj malodebitnyj nasos s nastraivaemoj rashodno- napornoj harakteristikoj/ S.I. Kudryashov, O.A. Loznjuk, S.E. Zdol'nik [i dr.]. MPK F04D 1/06. – Opubl. BI, 2008. – № 20. (Patent No. 74974 Low-rate electric centrifugal pump with adjustable flow-pressure characteristic / S.I. Kudryashov, O.A. Loznyuk, S.E. Zdolnik [et al.]. MPK F04D 1/06. - Publ. BI, 2008. - No. 20.)
28. Samedov R.S. O metodologii opredelenija jekonomicheskikh predelov razrabotki neftjanyh mestorozhdenij // Neftjanoe Hozjajstvo Azerbajdzhana, 2003, № 5. s.48 – 52. 1. (Samedov R.S. About the methodology for determining the economic limits of oil field development // Azerbaijan Oil Industry, 2003, No. 5. p. 48 - 52. In Russian)
29. Samedov R.S. O metodologii opredelenija jekonomicheskoy jeffektivnosti jekspluatacii skvazhin s nizkoj proizvoditel'nost'ju // Neftjanoe Hozjajstvo Azerbajdzhana, 2005, № 25. s.45 – 51. (Samedov R.S. On the methodology for

- determining the economic efficiency of operating wells with low productivity // Azerbaijan Oil Industry, 2005, No. 25. s.45 - 51. In Russian)
30. Safarov G.A. Jekonomicheskie problemy jeffektivnosti v neftegazodobyche i metody ih reshenija. Baku: Jelm, 1997, 296 s. (Safarov G.A. Economic problems of efficiency in oil and gas production and methods for solving them. Baku: Elm, 1997, 296 p. in Russian)
 31. Saharov V.A., Mishhenko I.T., Bogomol'nyj G.I., Mohov M.A. Periodicheskaja jekspluacija nefjtjanyh skvazhin. M.: MING, 1985, 70s. 1. (Sakharov V.A., Mishchenko I.T., Bogomolny G.I., Mokhov M.A. Periodic operation of oil wells. M.: MING, 1985, 70p. In Russian)
 32. Saharov V.A., Mohov M.A. Gidrodinamika gazozhidkostnyh smesej v vertikal'nyh trubah i promyslovyh pod#jomnikah. – M.: Neft' i gaz, 2004. – 391 s. (Sakharov V.A., Mokhov M.A. Hydrodynamics of gas-liquid mixtures in vertical pipes and field lifts. - M.: Oil and gas, 2004. -- 391 p.
 33. Surguchev M.L. Vtorichnye i tretichnye metody uvelichenija nefteotdachi plastov. M.: Nedra, 1985. – 308p. in Russian)
 34. Tehnologicheskij reglament po jekspluacii stabilizatora pritoka s kontrollerom upravljenja SPKU INTJeS-90. –Tjumen': OOO «INTJeS», 2005. (The technological regulations for the operation of the supply stabilizer with the control controller SPKU INTES-90. –Tyumen: LLC INTES, 2005. In Russian)
 35. Tehnologicheskij reglament po jekspluacii jelektrocentrobezhnyh nasosnyh ustanovok avtomatizirovannyh komplektnyh malogabaritnyh JeCN AKM5A-80-(1500-2300). – M.: OOO «NPK «Neftemash», 2007. (The technological regulations for the operation of electric centrifugal pump units of automated complete small-sized ESP AKM5A-80- (1500-2300). - M.: NPK Neftemash LLC, 2007. In Russian)
 36. Shhurov V.I. Tehnika i tehnologija dobychi nefiti. Uchebnik dlja vuzov. - M., Nedra, 1983. - 510 s. (Schurov V.I. Technique and technology of oil production. Textbook for high schools. - M., Nedra, 1983. - 510 p. in Russian)
 37. Jurchenko A.V., Petrenko S.N., Abuzhakov A.Z., Hajbullin D.M. Primenenie malodebitnogo pogruzhnogo oborudovanija v dobyvajushhij skvazhinah OOO «RN-Juganskneftegaz» // Nauchno–tehnicheskij vestnik OAO «NK «ROSNEFT'», 2010, № 1, s.46-49. (Yurchenko A.V., Petrenko S.N., Abuzhakov A.Z., Khaibullin D.M. The use of submersible equipment with low debit in production wells of LLC RN-Yuganskneftegaz // Scientific and Technical Bulletin of OAO NK ROSNEFT, 2010, No. 1, pp. 46-49. In Russian)