

DOI: 10.17122/ntj-oil-2018-5-9-17
УДК 622.276.522

В.В. Гарбовский (СП «Вьетсовпетро», г. Вунгтау, Социалистическая Республика Вьетнам)

ИЗ ИСТОРИИ РАЗВИТИЯ ТЕХНОЛОГИЙ ПРИМЕНЕНИЯ ПЕРИОДИЧЕСКОГО ГАЗЛИФТА НА МАЛОДЕБИТНЫХ СКВАЖИНАХ СП «ВЬЕТСОВПЕТРО»

Vasiliy V. Garbovskiy (Vietsovpetro JV, Vung Tau, Socialist Republic of Vietnam)

STAGES OF PERIODIC GASLIFT TECHNOLOGIES DEVELOPMENT AT MARGINAL WELLS IN VIETSOVPETRO JV

Введение

В работе рассматривается опыт внедрения и развития периодического газлифта на месторождениях СП «Вьетсовпетро».

Цели и задачи

Анализ эффективности применения периодического газлифта в условиях СП «Вьетсовпетро».

Результаты

Опыт работы периодической эксплуатации малодебитных скважин подтвердил эффективность перевода малодебитных газлифтных скважин на периодическую эксплуатацию как по увеличению дебита скважин и сокращению удельного расхода газа, так и по предотвращению отложений парафина в подъемнике.

На основе результатов анализа работы действующего газлифтного фонда рекомендовано перевести на периодический режим эксплуатации скважины с высоким удельным расходом газлифтного газа (> 1000) и водонефтяным фактором ($> 20\%$) при относительно низком дебите ($\leq 3-5$ т/сут).

Background

The paper discusses the experience of the introduction and development of periodic gaslift technologies at the fields of Vietsovpetro JV.

Aims and Objectives

Analysis of the periodic gaslift effectiveness in the conditions of Vietsovpetro JV.

Results

The experience of periodic operation of marginal wells confirmed the efficiency of transfer of low-yield gaslift wells to periodic operation, both by increasing the flow rate of the well and reducing the specific gas consumption, and by preventing parafin deposits in the lift.

Based on the analysis results of the operating gaslift wells, it is recommended to transfer to the periodic operating mode of a well with a high specific flow rate of gaslift gas (> 1000) and water-oil factor ($> 20\%$) with a relatively low flow rate ($\leq 3-5$ tons/day).

Ключевые слова: наклонно-направленные скважины, нагнетательные скважины, система поддержания пластового давления, многостадийный гидроразрыв пласта, опытно-промышленные работы, эффективность

Key words: directional wells, injection wells, reservoir pressure maintenance system, multi-stage hydraulic fracturing, pilot works, efficiency

Разработка месторождений СП «Вьетсовпетро» вступила в период падающей добычи. Это связано, прежде всего, с выработкой основных запасов нефти из высокопродуктивных зон, с заводнением залежи фундамента и с сокращением фонтанного фонда скважин за счет увеличения обводненности нефти, с увеличением числа скважин, требующих капитального ремонта и перевода на механизированный способ добычи. В этих условиях все большее внимание уделяется максимальному использованию потенциальных возможностей добывающих скважин. Особое внимание уделяется целесообразности эксплуатации высокообводненных газлифтных скважин и скважин циклической эксплуатации.

Таким образом, изучение истории развития технических средств и технологий добычи нефти газлифтным способом является актуальной задачей и может способствовать развитию газлифтного способа добычи нефти на других морских нефтяных месторождениях мира.

При добыче газа из нефтяных или газовых скважин *газлифт* может служить действенным, эффективным и универсальным способом *механизированной добычи*.

Непрерывный газлифт, наиболее распространенный вид газлифта, заключается в нагнетании газа через газлифтный клапан или диафрагму в заколонное пространство / затрубное пространство насосно-компрессорных труб (НКТ), а также в сами НКТ. В некоторых случаях процесс имеет обратную направленность: газ нагнетается в НКТ и в затруб. Газ снижает перепад давления в НКТ, тем самым способствуя подъему жидкости по стволу скважины на поверхность за счет естественной энергии.

По мере подъема газа по НКТ и падения давления в НКТ газ расширяется, благодаря чему происходит дополнительное снижение перепада давления, а значит, и дополнительная добыча жидкости.

При *периодическом газлифте*, который применяется, прежде всего, в скважинах с низкими пластовым давлением и дебитом, «пачка» газа закачивается под «пачку» жидкости, скапливающейся в нижней части под-

вески НКТ. Газ поднимает «пачку» жидкости на устье. После этого нагнетание газа прекращают до тех пор, пока в НКТ не накопится новая порция жидкости.

Необходимость перевода на механизированную добычу нефти для поддержания запроектированных отборов из скважин возникла и на объектах СП «Вьетсовпетро», нефтеносные коллекторы которого характеризуются низкой проницаемостью и высокой температурой, высокой вязкостью, большим содержанием парафина и высокой температурой кристаллизации парафина в нефти [1-9].

В 1993 г. впервые в практике нефтедобычи СП «Вьетсовпетро» был внедрен *способ бескомпрессорной добычи нефти* из малодебитных и прекративших фонтанирование миоценовых скважин с применением избыточной энергии высокодебитных нефтяных скважин фундамента центрального свода месторождения Белый Тигр [5].

24 декабря 1994 г. в г. Вуннгау (Социалистическая Республика Вьетнам) прошла работа XVII заседания Совета Совместного российско-вьетнамского предприятия «Вьетсовпетро» (высший орган предприятия). Совет принял решение выполнить объем строительно-монтажных работ в соответствии с утвержденным Перечнем объектов капитального строительства и капитального ремонта на 1995-1996 гг., уделив особое внимание объектам системы поддержания пластового давления (ППД) и газлифта (п. 3.3.8).

В конце 1996 г. в основном были завершены работы по подготовке к вводу в эксплуатацию компрессорного газлифтного комплекса на месторождении Белый Тигр - центральной компрессорной платформы в районе морской стационарной платформы МСП-4.

С 3 июля 1997 г. начат перевод скважин на *компрессорный газлифтный способ* эксплуатации. На месторождении Белый Тигр по состоянию на 01.01.1998 г. на газлифтный способ эксплуатации было переведено 23 скважины. Добыча нефти компрессорным газлифтом составила 80 тыс. т. Дополнительная добыча нефти за счет

перевода скважин на компрессорный газлифт за 6 месяцев 1997 г. составила 52 тыс. т.

В составе газлифтного фонда СП «Вьетсовпетро» половина скважин малодобитные с низкой продуктивностью, эксплуатация которых непрерывным газлифтом характеризуется высокими удельными расходами газа, низкими забойными давлениями, пульсациями газожидкостного потока, низкими температурами на устье и, как следствие, отложениями парафина на стенках НКТ.

Повысить эффективность работы газлифтных установок таких скважин можно уменьшением диаметра подъемных труб или переходом на работу периодическим газлифтом. Уменьшение диаметра подъемных труб обычно на практике не используется по различным причинам. Наиболее практичен и эффективен второй путь - переход на периодический газлифт.

В периодическом газлифте, по существу, происходят циклические продавки скважины после ее остановки на заданное время, необходимое для накопления столба жидкости в подъемных трубах. При этом, в отличие от обычных продавок, применяемых для возбуждения скважин, циклическая продавка

осуществляется при некоторой депрессии на эксплуатируемый пласт. Выброс жидкости происходит при искусственно увеличенном относительном погружении колонны труб. Хотя это происходит только на начальной стадии сравнительно короткого периода выброса, в результате уменьшается удельный расход газа и увеличивается коэффициент полезного действия установки по сравнению с работой непрерывного газлифта [6-9].

Для осуществления автоматической регулировки циклами при периодической эксплуатации использовались различные наземные автоматические устройства - регуляторы циклов (контроллеры), клапаны-отсекатели и подземное оборудование, состоящее из газлифтных клапанов, пакеров и т.д.

В 2001 г. для регулировки циклов в периодическом режиме работы скважин месторождений СП «Вьетсовпетро» испытывался в качестве рабочего клапан WFM-14R фирмы Самсо (В.И. Бойко, Э.П. Мокрищев, М.Ф. Каримов, Н.В. Кань и др.).

Клапан WFM-14R представляет собой пилотно-управляющий клапан с большим отверстием (до 1 1/2") для применения в периодическом газлифте (рисунок 1).

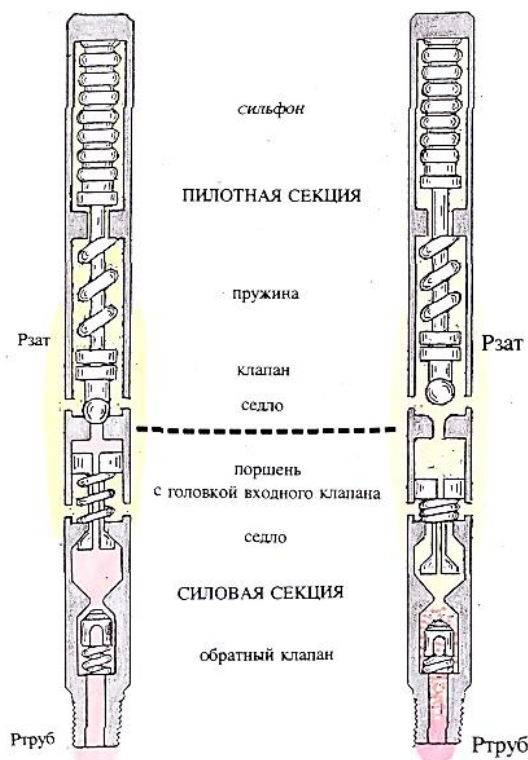


Рисунок 1. Пилотно управляемый газлифтный клапан типа WFM-14R

Клапан имеет пилотную и силовую секции. *Пилотная секция* содержит сильфон, пружину, клапан и седло. *Силовая секция* содержит силовой поршень с головкой входного клапана и седло. Силовая секция зависит от пилотной секции, открывает и закрывает клапан по сигналу пилотной секции.

Пружина в пилотной секции находится в сжатом состоянии и создает усилие, закрывающее клапан. Это усилие регулируется в зависимости от требуемого рабочего давления газлифтного клапана. Направленная вверх сила, которая стремится открыть клапан, складывается из затрубного давления, действующего на сильфон, и трубного давления, действующего на шток клапана, по площади равный седлу. Когда силы от затрубного и трубного давлений превышают усилие пружины, клапан открывается, и в пространстве, выше силового поршня, давление увеличивается от трубного до затрубного. В этот момент клапан полностью открывается. После этого пилотная секция реагирует только на затрубное давление, и когда затрубное давление снижается до установленного закрывающего давления, пилотный клапан закрывается.

Когда пилотная секция открыта, пространство, выше силовой секции, находится под затрубным давлением газа. Так как площадь верхней части силового поршня больше нижней, дифференциальная сила резко открывает клапан, и он остается открытым, пока открыт пилотный клапан. Когда пилотный клапан закрывается, давление выше силового поршня снижается до трубного давления, и клапан закрывается.

Чувствительность клапана к трубному давлению зависит от размеров клапана и седла пилотной секции.

Чем больше размер седла, тем больше влияние трубного давления и тем больше диапазон затрубного давления, при котором происходят открытия и закрытия клапана [9, 10].

Работа клапана WFM-14R не зависит от температуры, т.к. он настраивается не зарядкой сильфона, а рабочей пружиной.

Режим работы периодически работающей скважины, оборудованной рабочим кла-

паном WFM-14R, регулировался регулятором расхода газа. Изменение расхода газа позволяло менять скорость подачи газа в затрубное пространство, т.е. изменять время достижения затрубного давления, необходимого для открытия клапана. Изменение времени открытия клапана приводит и к изменению высоты столба жидкости, образующегося в скважине.

Рассмотрим некоторые особенности работы скважин, переведенных на периодический газлифт и оборудованных клапаном WFM-14R.

На основании результатов эхолотирования было установлено, что скважина № 94 RP-1 месторождения Дракон продавливается до 5-го клапана. Поэтому рабочий клапан WFM-14R с помощью канатной техники, без глушения скважины был установлен на место 5-го клапана на глубине 3095 м. Вместо 6-го клапана была установлена глухая пробка (рисунок 2).

Контроль за уровнем жидкости в скважине проводился методом эхолотирования.

Скважина была запущена 7 июня 2001 г. через рабочий клапан и перешла на периодический режим работы.

Динамика работы скважины № 94 на периодическом режиме показала, что изменение расхода газа приводит к изменению времени накопления продукции в скважине, т.е. к изменению объема выбрасываемого за один цикл столба жидкости.

При достижении в затрубном пространстве (на уровне клапана) давления, равного зарядке клапана, пилотная секция открывается, дает команду, и открывается силовой поршень, и газ поступает в подъемник. Но может быть и такой случай, когда в момент открытия силового поршня давление столба жидкости в НКТ больше, чем давление в затрубном пространстве, и тогда выброс произойдет только в том случае, если затрубное давление превысит давление столба в НКТ. Более высокое затрубное давление откроет обратный клапан WFM-14R, и газ начнет поступать в подъемник.

В рассматриваемом случае по скважине № 94 это когда давление в затрубном пространстве достигало 82 атм или 61 атм.

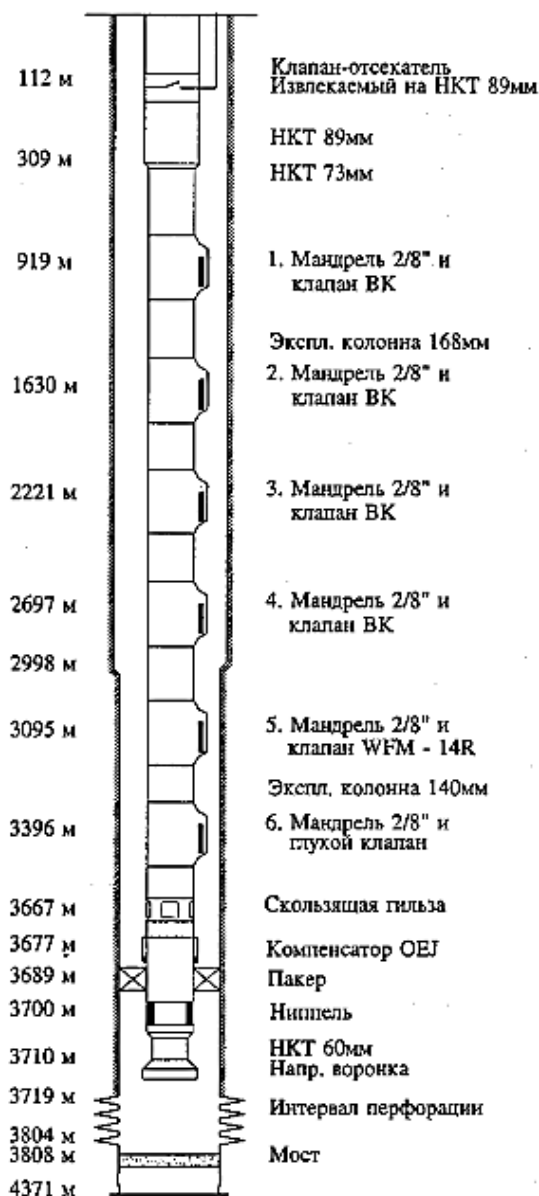


Рисунок 2. Скважина № 94 RP-1

При периодическом газлифте на установке возможен и такой вариант, когда скорость подъема столба жидкости в НКТ больше, чем скорость поступления газа в затрубное пространство. Затрубное давление (на глубине установки рабочего клапана) не достигает давления столба жидкости в подъемнике, но достигает давления открытия вышерасположенного пускового клапана, и он открывается. Поступающий газ в НКТ разгазирует и частично выбрасывает столб жидкости,

снижая давление у рабочего клапана. Затрубное давление открывает обратный клапан WFM-14R, и газ интенсивно поступает в подъемник.

На скважине № 94 до установки клапана WFM-14R периодически производились промывки НКТ от парафина (один раз в 10 дней). После установки клапана в июне 2001 г. на скважине ни разу не производили промывку. Это объясняется тем, что при периодических выбросах накапливаемый внизу

скважины столб жидкости имеет температуру порядка 100 °С, при значительной скорости выброса столба жидкости он не успевает остыть, и парафин не откладывается в НКТ.

Имеющиеся отклонения в освоении и работе скважин, связанные с неполной информацией о состоянии подземного оборудования (негерметичность НКТ, пакера и др.), осложнениями технического характера в процессе освоения и отработки скважин после капитального ремонта (изменение притока, обводненности, отложений парафина в НКТ и др.), требуют проведения исследований и отработки методики процессов запуска и вывода на оптимальный периодический режим работы.

Так, одним из вопросов является определение величины зарядки рабочего клапана. Поступившие клапаны WFM-14R были настроены фирмой на давлении закрытия клапана 70 атм на основании данных работы скважин месторождения Белый Тигр. Сейчас становится ясным, что целесообразно было настроить клапаны на большую величину. Это приведет к увеличению скорости поступления газа в подъемник и повысит коэффициент подачи жидкости на поверхность, т.е. повысит КПД газлифтной установки. Изменение настройки клапана потребует и пересмотра методики расчета установки и настройки пусковых клапанов.

По состоянию на 01.01.2001 г. на месторождениях СП «Вьетсовпетро» на периодический режим работы было переведено 11 низкопродуктивных газлифтных скважин. На скважинах №№ 27, 28, 107, 76, 83, 605, 1112 управление циклами подачи газа осуществлялось вручную, а на скважинах №№ 94, 145, 708, 715 - сильфонными клапанами пилотного типа фирмы Samco.

Ручная регулировка заключается во временном прекращении подачи газа в затрубное пространство путем закрытия вентиля на газоподводящей линии. Однако из пласта в скважину продолжают поступать жидкость и газ. Через некоторое время, достаточное для накопления столба жидкости, вентиль на газовой линии открывают, давление газа в затрубном пространстве быстро поднимается, газ поступает в подъемные трубы и

выбрасывает накопившуюся жидкость в выкидную линию.

Заседание секции разработки, бурения, добычи и экономики Научно-технического совета НИПИморнефтегаз СП «Вьетсовпетро» (протокол от 31.01.2002 г.) постановило расширить внедрение периодического газлифта и физико-химического метода повышения КПД газлифтного подъемника.

Промысловые исследования газлифтных скважин морской стационарной платформы МСП-8 позволили определить наиболее эффективный режим их эксплуатации, сделать вывод о нецелесообразности проведения ремонтных работ для углубления точки ввода газа в НКТ по скважинам с низкими забойными давлениями.

Работы выполнены сотрудниками НИПИ и ПДНГ СП «Вьетсовпетро» (В.Ю. Бахишев, Э.П. Мокрищев, Нгуен Ван Кань и др.) в два этапа. Срок проведения работ непосредственно на морском объекте по первому этапу - 9-16 июля 2003 г. Результаты исследований рассмотрены на совещании у главного инженера СП «Вьетсовпетро», состоявшемся 31 июля 2003 г. На основании решений была составлена Программа второго (заключительного) этапа работ, промышленная часть которого выполнена 20-28 сентября 2003 г. В соответствии с полученными результатами были изменены режимы работы скважин.

На первом этапе работ основными мероприятиями являлись: промывка горячей нефтью, регулирование расхода газа, исследование скважин на режимах при различных расходах газлифтного газа. Операции промывки скважины и подачи повышенного расхода газа применялись на скважинах, точка ввода газа в НКТ которых находилась выше глубины установки рабочего клапана.

По скважине № 811 оптимальный режим (с точки зрения наименьшего удельного расхода газлифтного газа на подъем единицы жидкости) достигался при расходе газлифтного газа 12 тыс. м³/сут. Максимальному дебиту жидкости соответствовал расход газлифтного газа 14 тыс. м³/сут.

Учитывая малый дебит скважины, большой расход газа, частые промывки НКТ горячей нефтью, было решено на втором эта-

пе работ изменить режим работы скважины на периодический, оборудовав подъемник клапаном WFM-14R.

Эхолотирование по скважинам №№ 801, 802, 804, 806 показало, что газ поступает в НКТ выше уровня установки рабочего клапана. Для снижения уровня в затрубном пространстве применялась операция подачи повышенного расхода газлифтного газа. После стабилизации параметров работы замерялся дебит скважины в течение 12 ч.

В целом *результаты оптимизации газлифтных скважин* на МСП-8 следующие:

- увеличился суммарный дебит скважин по нефти на 45 т/сут, в том числе по скважине № 801 - 14 т/сут; скважине № 802 - 17 т/сут; скважине № 804 - 2 т/сут; скважине № 813 - 7 т/сут; скважине № - 5 т/сут;

- подачей повышенного расхода газа удалось снизить уровень жидкости в затрубном пространстве скважины № 813 до рабочего клапана;

- заменой типоразмера клапана ДКО на WFM-14R устранено периодическое снижение давления в затрубном пространстве скважины № 802 с 80 до 34 атм;

- по скважине № 804 увеличение глубины ввода газа с четвертого (2454 м) на пятый (2774 м) привело к незначительному увеличению дебита (2 т).

Результаты внедрения периодической эксплуатации малодебитных газлифтных скважин на месторождениях СП «Вьетсовпетро» за 1999-2003 гг. как с ручной регулировкой подачи газа, так и с помощью рабочих клапанов дифференциального типа К-25 или сильфонных WFM-14R показали *эффективность перевода малодебитных газлифтных скважин на периодическую эксплуатацию* как по увеличению дебита скважин и сокращению удельного расхода газа, так и по решению вопроса предотвращения отложения парафина в подъемниках.

Среди других причин, осложняющих работу установок периодического газлифта, необходимо отметить завышенный диаметр подъемника. Пропуски газа (даже незначительные) в подъемнике при периодическом газлифте, в целом характеризующегося незначительным расходом газлифтного газа,

разлаживают работу газлифтной установки. Так, по скважине № 811 вероятной причиной отсутствия выбросов жидкости является негерметичность в месте установки клапана WFM-14R, по скважине № 809 - низкое затрубное давление (значительно ниже давления открытия клапана WFM-14R) говорит о вероятных пропусках газа по длине НКТ. Заменой газлифтных клапанов, подачей повышенного расхода газа, промывкой скважин горячей нефтью вывести скважины на периодический режим работы не удалось.

В связи с этим необходимо провести комплекс исследований (с глубинными замерами) по выявлению *основных технико-технологических параметров*, влияющих на оптимальную и стабильную работу скважин периодическим газлифтом. Также необходимо испытать различные *типы пилотно-управляемых газлифтных клапанов* как по конструкции, так и от разных производителей для определения наиболее надежных.

Использование системы PLC для отсечки подачи газлифтного газа на устье скважин в сочетании с применением пилотно-управляемых клапанов расширит возможности регулирования циклами подачи при периодической эксплуатации скважины.

Выводы

Таким образом, анализируя опыт внедрения и развития периодического газлифта на объектах СП «Вьетсовпетро» можно отметить следующее.

1. Опыт работы периодической (ручной) эксплуатации малодебитных скважин за предыдущие годы подтвердил эффективность перевода малодебитных газлифтных скважин на периодическую эксплуатацию как по увеличению дебита скважин и сокращению удельного расхода газа, так и по предотвращению отложений парафина в подъемнике.

2. Анализ результатов периодической эксплуатации малодебитных газлифтных скважин как с ручной регулировкой подачи газа, так и с помощью рабочих клапанов дифференциального типа К-25М или сильфонных WFM-14R подтверждает эффективность перевода малодебитных газлифтных скважин на периодическую эксплуатацию.

3. Газлифтные скважины с установленным пилотным клапаном не эффективны из-за низкой достоверности замеров дебитов малодебитных скважин, постоянно меняющихся режимов эксплуатации этих скважин при низкой толерантности пилотного клапана к изменениям термобарических условий и недостаточно обоснованного выбора скважин для установки пилотного клапана.

4. На основании результатов анализа работы действующего газлифтного фонда рекомендовано перевести на периодический режим эксплуатации скважин с высоким удельным расходом газлифтного газа (> 1000) и водонефтяным фактором ($> 20\%$), при относительно низком дебите ($\leq 3-5$ т/сут). Рекомендуется продолжить испытания систем автоматического регулирования циклической подачи газлифтного газа по технологии периодического газлифта.

Список литературы

1. Методика оптимизации работы фонтанных и системы газлифтных скважин: отчет НИПИморнефтегаз. Вунгтау, 1990. 121 с.
2. Принципиальная технологическая схема сбора, подготовки и внешнего транспорта до КПН нефти и газа северного и южного сводов месторождения «Белый Тигр». М.: ВНИПИморнефтегаз, 1989. 144 с.
3. Разработка технико-технологических решений по механизированной добыче нефти, гидродинамических и других методах воздействия на призабойную зону скважин на месторождении «Белый Тигр»: отчет НИПИморнефтегаз. Вунгтау, 1990. 59 с.
4. Технологическая схема разработки и обустройства месторождения «Белый Тигр». Вунгтау, 1993. Т. IV. 87 с.
5. Ты Тхань Нгиа, Велиев М.М., Бондаренко В.А., Гарбовский В.В., Бахтизин Р.Н. Исторические аспекты внедрения бескомпрессорного газлифта в СП «Вьетсовпетро» // Нефтяное хозяйство. 2018. № 6. С. 127-131.
6. Ты Тхань Нгиа, Велиев М.М. Критерии применения периодического газлифта в условиях месторождения «Белый Тигр» // Энергоэффективность. Проблемы и решения: матер. XIII Всеросс. науч.-практ. конф. Уфа, 2013. С. 48-49.
7. Ты Тхань Нгиа, Велиев М.М. Технология применения периодического газлифта для низкодебитных скважин месторождения «Белый Тигр» // Проблемы и методы обеспечения надежности и безопасности систем транспорта нефти, нефтепродуктов и газа: матер. Междунар. науч.-практ. конф. в рамках Нефтегазового форума и XXII Междунар. специализир. выставки «Газ. Нефть. Технологии - 2014». Уфа, 2014. С. 136-138.
8. Ты Тхань Нгиа, Велиев М.М., Нгуен Куок Зунг. Исследование влияния основных технико-технологических параметров на работу скважин периодического газлифта // Нефтяное хозяйство. 2015. № 8. С. 90-93.
9. Ты Тхань Нгиа, Велиев М.М. Газлифтная эксплуатация скважин. СПб.: Недра, 2016. 384 с.

References

1. *Metodika optimizatsii raboty fontannykh i sistemy gazliftnykh skvazhin: otchet NIPIorneftegaz* [Technique for Optimizing the Operation of Fountains and the System of Gas-Lift Wells: Report NIPIorneftegaz]. Vungtau, 1990. 121 p. [in Russian].
2. *Printsipial'naya tekhnologicheskaya skhema sbora, podgotovki i vneshnego transporta do KPN nefti i gaza severnogo i yuzhnogo svodov mestorozhdeniya «Belyi Tigr»* [The Basic Technological Scheme of Gathering, Treatment and External Transport to the CIT of Oil and Gas of the Northern and Southern Arches of the «White Tiger» Deposit]. Moscow, VNIPIorneftegaz, 1989. 144 p. [in Russian].
3. *Razrabotka tekhniko-tekhnologicheskikh reshenii po mekhanizirovannoi dobyche nefti, gidrodinamicheskikh i drugikh metodakh vozdeistviya na prizaboinuyu zonu skvazhin na mestorozhdenii «Belyi Tigr»: otchet NIPIorneftegaz* [Development of Technical and Technological Solutions for Mechanized Oil Production, Hydrodynamic and Other Methods of Impact on the Bottomhole Well Zone at the «White Tiger» Deposit: Report NIPIorneftegaz]. Vungtau, 1990. 59 p. [in Russian].
4. *Tekhnologicheskaya skhema razrabotki i obustroistva mestorozhdeniya «Belyi Tigr»* [Technological Scheme of Development and Arrangement of the «White Tiger» Deposit]. Vungtau, 1993. Vol. IV. 87 p. [in Russian].
5. Tu Thanh Nghia, Veliev M.M., Bondarenko V.A., Garbovskii V.V., Bakhtizin R.N. Istoricheskie aspekty vnedreniya beskompessornogo gazlifta v SP «Vietsovpetro» [Historical Aspects of Straight Gaslift Implementation in Vietsovpetro JV]. *Neftyanoe khozyaistvo - Oil Industry*, 2018, No. 6, pp. 127-131. [in Russian].
6. Tu Thanh Nghia, Veliev M.M. Kriterii primeneniya periodicheskogo gazlifta v usloviyakh mestorozhdeniya «Belyi Tigr» [Criteria for the Application of Periodic Gas Lift in the Conditions of the «White Tiger» Deposit]. *Materialy XIII Vserossiyskoy nauchno-prakticheskoy konferentsii «Energoeffektivnost'. Problemy i resheniya»* [Proceedings of XIII All-Russian Scientific and Practical Conference

10. Ты Тхань Нгиа, Ле Вьет Хай, Гарбовский В.В. Принцип работы газлифтных клапанов, используемых в СП «Вьетсовпетро» // Тез. докл. XII Междунар. учеб.-науч.-практ. конф. Уфа, 2017. С. 202-204.

«Power Efficiency. Problems and Solutions»]. Ufa, 2013, pp. 48-49. [in Russian].

7. Tu Thanh Nghia, Veliev M.M. Tekhnologiya primeneniya periodicheskogo gazlifta dlya nizkodebitnykh skvazhin mestorozhdeniya «Belyi Tigr» [The Technology of Periodic Gas Lift Application for Low-Yield Wells of the «White Tiger» Deposit]. *Materialy Mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii «Problemy i metody obespecheniya nadezhnosti i bezopasnosti system transporta nefti, nefteproduktov i gaza» v ramkakh Neftegazovogo foruma i XXII Mezhdunarodnoy spetsializirovannoy vystavki «Gaz. Neft'. Tekhnologii - 2014»* [Proceedings of International Scientific and Practical Conference «Problems and Ways of Ensuring Safety and Reliability of Oil/Product/Gas Transporting Systems» within the Frames of Oil and Gas Forum and the XXI International Specialized Exposition «Gaz. Oil. Technologies - 2014»]. Ufa, 2014, pp. 136-138. [in Russian].

8. Tu Thanh Nghia, Veliev M.M., Nguen Quoc Dung. Issledovanie vliyaniya osnovnykh tekhniko-tekhnologicheskikh parametrov na rabotu skvazhin periodicheskogo gazlifta [Research of Main Technical and Process Parameters Impact on Intermittent Gaslift Wells Operation]. *Neftyanoe khozyaistvo - Oil Industry*, 2015, No. 8, pp. 90-93. [in Russian].

9. Tu Thanh Nghia, Veliev M.M. *Gazliftnaya ekspluatatsiya skvazhin* [Gas-Lift Operation of Wells]. Saint-Petersburg, Nedra Publ., 2016. 384 p. [in Russian].

10. Tu Thanh Nghia, Le Viet Hai, Garbovskii V.V. Printsip raboty gazliftnykh klapanov, ispol'zuemykh v SP «V'etsovpetro» [The Principle of Operation of Gas-Lift Valves Used in JV «Vietsovpetro»]. *Tezisy dokladov XII Mezhdunarodnoi uchebno-nauchno-prakticheskoi konferentsii* [Thesis of Reports of Scientific Works of XII International Training, Scientific and Practical Conference. Ufa, 2017, pp. 202-204. [in Russian].

Автор

• Гарбовский Василий Владимирович
СП «Вьетсовпетро»
Заместитель начальника производственно-технического отдела КПГ
Социалистическая Республика Вьетнам,
г. Вунгтау, ул. Лелой, 105
e-mail: garbovskiy.fg@vietsov.com.vn

The Author

• Vasiliy V. Garbovskiy
Vietsovpetro JV
Deputy Head of Production and Technical
Department of KPG
105, Le Loi Street, Vung Tau, Socialist Republic
of Vietnam
e-mail: garbovskiy.fg@vietsov.com.vn