

УДК 622.279

DOI: 10.52531/1682-1696-2025-25-1-50-59

Научная статья

EDN: IXWRMW

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОВ УДАЛЕНИЯ ЖИДКОСТИ С ЗАБОЕВ ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СКВАЖИН

А.Н. Дроздов^{1, 2, 3},
Е.И. Горелкина^{2, 3}

¹ Российский государственный
университет нефти и газа, , Москва,
Российская Федерация

² Российский университет дружбы
народов имени Патриса Лумумбы,
Москва, Российская Федерация

³ Российский государственный
геологоразведочный университет
имени Серго Орджоникидзе, Москва,
Российская Федерация

Original article

IMPROVING METHODS FOR REMOVING LIQUID FROM THE BOTTOMHOLES OF GAS AND GAS CONDENSATE WELLS

A.N. Drozdov^{1,2,3}, E.I. Gorelkina^{2,3}

¹ GUBKIN'S RUSSIAN STATE UNIVERSITY OF OIL
AND GAS (NATIONAL RESEARCH UNIVERSITY)

² PEOPLES' FRIENDSHIP UNIVERSITY OF RUSSIA
AFTER PATRICE LUMUMBA

³ SERGO ORDZHONIKIDZE RUSSIAN STATE
GEOLOGICAL PROSPECTING UNIVERSITY,
MOSCOW, RUSSIAN FEDERATION

Проблема повышения эффективности эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин, осложненной накоплением жидкости на забоях скважин, является актуальной не только для российской, но и для мировой газодобычи. Осложнение, которое наблюдается при длительной эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин, заключается в накоплении жидкости на забое скважины. Дополнительное давление столба жидкости в стволе на пласт приводит к снижению устьевого трубного давления. Кроме того, по мере увеличения отбора жидкой фазы дополнительная жидкость, выносимая газом (жидкость, наполняющая колонну), повышает градиент давления в лифтовой колонне и еще более увеличивает противодействие на пласт, тем самым уменьшая устьевое трубное давление. Для повышения эффективности эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин, осложненной накоплением жидкости на забоях, предложена компоновка насосно-эжекторной системы для механизированной насосной эксплуатации обводнённых газовых и газоконденсатных скважин с устройством для распыления жидкости, выполненным в виде струйного аппарата. Достигаемый технический результат заключается в увеличении добычи газа и продлении сроков рентабельной разработки месторождений за счёт повышения эффективности эксплуатации скважин при меньших значениях напора погружных насосных установок.

Ключевые слова: эксплуатации самозадавливающихся скважин, насосно-эжекторные системы, методы удаления жидкости с забоев эксплуатационных скважин

The problem of increasing the efficiency of gas and gas condensate wells operation, complicated by the accumulation of liquid at the well bottom, is relevant not only for Russian, but also for global gas production. A complication that is observed during long-term operation of gas and gas condensate wells is the accumulation of liquid at the well bottom. Additional pressure of the liquid column in the wellbore on the formation leads to a decrease in the wellhead pipe pressure. In addition, as the liquid phase extraction increases, the additional liquid carried away by the gas (the liquid filling the column) increases the pressure gradient in the elevator column and further increases the back pressure on the formation, thereby reducing the wellhead pipe pressure. To improve the efficiency of gas and gas condensate well operation complicated by liquid accumulation at the well bottom, a pump-ejector system layout for mechanized pump operation of flooded gas and gas condensate wells with a liquid spraying device made in the form of a jet apparatus is proposed. The technical result achieved consists in increasing gas production and extending the periods of profitable field development due to increased well operation efficiency at lower pressure values of submersible pumping units.

KEY WORDS: operation of self-destructing wells, pump-ejector systems, methods of removing liquid from the bottom of production wells

Низкая эффективность разработки и эксплуатации объектов добычи жидких [2, 6, 24, 28, 29] и газообразных [12, 14] углеводородов является одной из актуальных проблем нефтегазодобывающего комплек-

са, на решение которой направлены многочисленные ресурсы.

Решения ряда проблем повышения эффективности разработки нефтяных залежей [4, 17, 25–27, 30–32] могут быть использованы для аналогичных проблем на газовых объектах.

В настоящее время фонд добывающих газовых и газоконденсатных скважин в крупнейшей компании России ПАО «Газпром» составляет более 8000 единиц. Исходя из прогнозных оценок, к 2030 г. доля самозадавливающихся скважин может составить не менее 50% или около 4000 скважин. Кроме того, с проблемой эксплуатации обводняющихся газовых и газоконденсатных скважин уже столкнулись и другие недропользователи, так что количество самозадавливающихся скважин в нашей стране будет еще больше.

Проблема повышения эффективности эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин, осложненной накоплением жидкости на забоях скважин, является актуальной не только для российской, но и для мировой газодобычи. Наиболее полное изложение указанной проблемы представлено в монографии Ли Дж., Никенс Г., Уэллс М. [14], согласно которой в течение срока службы газовой или газоконденсатной скважины объем добываемой жидкости будет увеличиваться, а объем добываемого газа – уменьшаться. Такие ситуации приводят к накоплению жидкости в стволе пока скважина окончательно не заглохнет или будет наблюдаться ее неустойчивая работа с меньшим дебитом. Важнейшей задачей, особенно на завершающей стадии разработки месторождений, становится задача минимизации потерь в добыче газа и конденсата с использованием наиболее эффективных методов механизированного удаления жидкости из скважин.

Форма кривой снижения добычи на скважине может указывать на проблемы, связанные со скоплением жидкости. Для определения общей тенденции в динамике добычи необходимо проанализировать характер кривых изменения добычи во времени. Плавная кривая снижения экспоненциального типа характеризует нормальную добычу только одного газа и нормальное истощение пласта. Резко пульсирующая кривая указывает на скопление жидкости в стволе и в данном случае свидетельствует о том, что скважина заглохнет гораздо раньше, чем произойдет истощение пласта. Когда анализ кривых снижения добычи осуществляется в течение длительного периода времени, то скважины, в которых происходит скопление жидкости, как правило, демонстрируют внезапное отклонение от существующей кривой к новой, имеющей более крутой наклон. В соответствии с этой новой кривой ликвидация скважины произойдет раньше, чем это планировалось изначально; таким образом, можно провести количественную оценку запасов, не извлеченных из-за скопления жидкости.

Если на забое скважины начинает накапливаться жидкость, то дополнительное давление столба жидкости на пласт приведет к снижению устьевого трубного давления. Кроме того, по мере увеличения отбора жидкой фазы дополнительная жидкость, выносимая газом (жидкость, наполняющая колонну), повышает градиент давления в лифтовой колонне и еще более увеличивает противодавление на пласт, тем самым уменьшая устьевое трубное давление.

В скважине, не оборудованной пакером, присутствие жидкости в лифтовой колонне проявляется в увеличении устьевого затрубного давления в связи с пониженным темпом притока из пласта при более высоком давлении. При поступлении из пласта в скважину газ просачивается в затрубное пространство (кольцевое пространство между лифтовой и обсадной колоннами). Этот газ, на который действует более высокое пластовое давление, вызывает повышение устьевого затрубного давления.

Таким образом, уменьшение давления в лифтовой колонне и соответствующее увеличение давления в затрубном пространстве является признаком скопления жидкости.

Градиент давления в лифтовой колонне скважины, эксплуатируемой без пакера, можно оценить путем измерения разности трубного и затрубного давлений. В беспакерной эксплуатационной скважине свободный газ выделяется из жидкости в стволе скважины и поднимается в затрубное пространство. Уровень жидкости в работающей скважине будет оставаться у нижнего конца лифтовой колонны, за исключением случаев неустойчивого потока из скважины или утечки через негерметичные насосно-компрессорные трубы (НКТ).

При неустойчивом потоке из скважины уровень жидкости в затрубном пространстве периодически поднимается выше башмака лифтовой колонны, а затем снова опускается. Тем не менее, в фонтанирующей скважине разность устьевых давлений в трубах и затрубном пространстве свидетельствует о потерях давления в лифтовой колонне. Сравнивая разность трубного и затрубного давлений с градиентом давления сухого газа в скважине, можно определить более высокий градиент давления в лифтовой колонне, вызванный повышенным содержанием жидкости в этой колонне или скоплением жидкости на забое.

Некоторые высокодебитные газовые скважины в течение какого-то времени работают стабильно, обеспечивая вынос жидкости, а затем их производительность резко падает до низкого уровня. Когда добыча газа снижается, добыча жидкости может полностью прекратиться. В таких случаях скважина работает с дебитом ниже «критического», когда уже невозможен вынос жидкости на поверхность. В результате жидкость накапливается в стволе скважины, а газ поднимается сквозь ее столб в виде пузырьков. В зависимо-

сти от количества накопленной жидкости и давления скважина может либо перестать фонтанировать, либо перейти в режим работы, в котором газ будет мигрировать через жидкость, поднимаясь в виде пузырьков. В любом случае дебит газа уменьшается до значения, при котором жидкость больше не поднимается по насосно-компрессорным трубам.

При естественном снижении скорости добываемого газа происходит опережающее уменьшение скорости движения жидкости, выносимой газом. Меняются режимы и характер течения жидкости в НКТ, происходит образование жидкостных пробок, скопление жидкости на забое, самозадавливание скважины. Очевидно, что при сохранении действующей технологии и техники добычи со временем значение этого осложняющего работу эксплуатационных газовых скважин фактора будет усиливаться. Этим обусловлена необходимость принятия особых мер по решению проблемы обводнения скважин.

Снижаясь, скорость газа может достигнуть таких малых значений, когда рост градиента давления в лифтовой колонне из-за накопления жидкости приведет к увеличению противодавления на пласт. С увеличением противодавления на пласт темп притока газа в скважину снижается и может не обеспечить так называемой «критической скорости течения газа», необходимой для непрерывного удаления жидкости. В стволе скважины будет накапливаться больше жидкости, и повышение давления на забое приведет к снижению добычи газа или глушению скважины. Следует различать источники поступления воды в скважины, среди которых могут быть:

- водоносная зона, расположенная выше или ниже продуктивного пласта;
- подошвенная пластовая вода, активно внедряющаяся в условиях проявления упруго-водонапорного режима эксплуатации газовой залежи;
- краевая пластовая вода, прорывающаяся по участкам горных пород с высокими фильтрационно-емкостными свойствами;
- несвязанная влага, выносящаяся из продуктивного газоносного пласта с потоком газа в виде паровой фазы и/или капельной жидкости;
- технические жидкости (используемые при строительстве и освоении скважин, закачиваемые в скважины и технологическое оборудование для интенсификации добычи, а также при проведении ремонтных работ, могут перетекать в соседние скважины, сообщаемые между собой по суперколлектору, влияют на состав выносимых вод), среди которых наиболее распространен раствор хлористого кальция или жидкостей, приготовленных на его основе;
- жидкости, попавшие в пространство скважины при выполнении различных технологических операций по причине ухудшения технического состояния обсадных колонн, цементного камня и др.

Технологическая продувка скважин на факельную линию на сегодняшний день является наиболее широко распространенным, просто осуществляемым и не требующим затрат на переоборудование скважин иным способом удаления скапливающейся на забое жидкости. Отрицательные последствия применения этого способа связаны со значительным возрастанием депрессий во время продувок, что зачастую приводит к разрушению призабойной зоны, выносу песка и абразивному износу оборудования. Периодичность проведения продувок по отдельным скважинам может составлять от 30 до 365 раз в год, а продолжительность каждой операции – от 30 минут до нескольких часов, при этом продукция скважины сжигается, т.е. происходит безвозвратная потеря природных ресурсов и загрязнение окружающей среды.

Существуют другие методы, предназначенные для решения проблем, вызываемых конденсацией капельной жидкости из парогазовой смеси. Большинство же методов, применяемых для удаления жидкости из газовых скважин, не зависят от источников поступления жидкости.

Наиболее известны следующие методы:

- применение водоизоляционных составов;
- технологическая продувка скважин на факельную линию;
- удаление жидкости с помощью поверхностно-активных веществ;
- замена труб лифтовых колонн на трубы меньшего диаметра;
- эксплуатация скважин по концентрическим лифтовым колоннам;
- технология плунжерного лифта;
- газлифтные и газлифтно-струйные технологии;
- эксплуатация скважин с применением погружных насосов и компрессоров;
- использование насосно-эжекторных систем.

Эжекторные и насосно-эжекторные системы применяются для удаления воды не только из газовых и газоконденсатных скважин, но и из обводненных скважин метаноугольных месторождений [14]. Несмотря на простоту конструкции эжектора, многие вопросы о возможности эффективного практического использования насосно-эжекторных систем для удаления воды из скважин в настоящее время недостаточно исследованы.

В данной статье рассмотрены некоторые проблемы эксплуатации обводненных скважин и предложены новые решения, повышающие эффективность применения насосно-эжекторных систем для удаления воды из газовых скважин.

Так, известен способ эксплуатации газовых скважин [1] на поздней стадии эксплуатации (рис. 1). Для обеспечения необходимого устьевых давления и процесса эксплуатации газовых (в т. ч. самозадавливающихся) скважин используется установка, содержащая

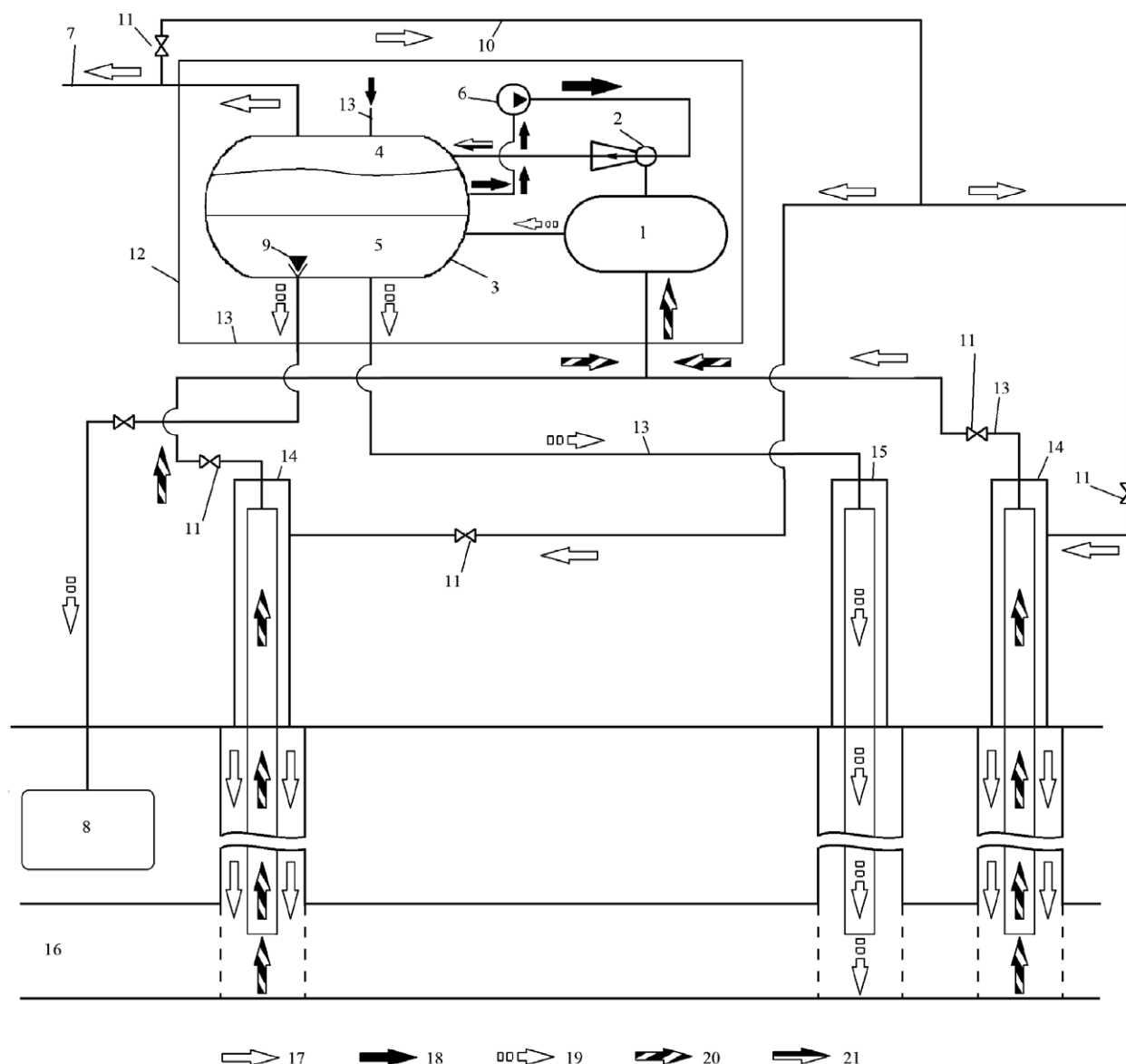


РИС. 1.

Структурная схема насосно-эжекторной системы для куста газодобывающих скважин [1]: 1 – сепаратор, 2 – струйный эжекторный насос, 3 – буллит, 4 – первая секция буллита, 5 – вторая секция буллита, 6 – центробежный насос, 7 – газопровод-шлейф, 8 – подземная емкость для жидкости, поступающей из буллита 3, 9 – поплавковый клапан на входе линии сброса жидкости из буллита 3 в подземную емкость 8, 10 – линия периодической подачи газа в затрубное пространство скважин, 11 – задвижка на входе линии, 12 – термошкаф, 13 – линия сброса пластовой жидкости в поглощающую скважину, 14 – эксплуатационная скважина, 15 – поглощающая скважина, 16 – газонасыщенный пласт, 17 – природный газ, 18 – водо-метанольный раствор, 19 – пластовая жидкость, 20 – смесь природного газа с пластовой жидкостью, 21 – смесь природного газа и водо-метанольного раствора

насос, сепаратор и эжектор. Эжектор необходим для откачки продукции низконапорных скважин. В качестве рабочей среды эжектора применяется водо-метанольный раствор.

Исследование [33, 34] показало, что добавление электролитов в водо-метанольный раствор аналогично эффекту, наблюдаемому в водных растворах электролитов, способствует подавлению коалесценции газовых пузырьков, причем наблюдается синергетический

эффект, усиливающий эффективность процесса. Добавление электролитов в водо-метанольный раствор, несомненно, благоприятно скажется на напорно-энергетических характеристиках эжектора.

Ранее проведенными исследованиями было установлено, что наблюдается заметное улучшение характеристик жидкостно-газового эжектора при откачке газа струей более соленой воды по сравнению с эжектированием газа струей малосоленой воды. Это

связано с улучшением энергообмена между струей рабочей жидкости и откачиваемым газом в области рациональных концентраций солей-электролитов [8, 7].

Поэтому в предлагаемой технологии рекомендуется добавить к водо-метанольному раствору водный раствор электролитов. Важную роль при использовании данных растворов играет тот факт, что водо-метанольный раствор и раствор соли (поваренной или иной, например, хлористого кальция, хлористого магния) являются ингибиторами гидратообразования.

Важно отметить, что ранее проведенными исследованиями [19] было установлено, что при термодинамическом ингибировании гидрата метана наблюдается синергизм совместного действия метанола и хлорида магния (последний, как известно, является эффективным подавителем коалесценции газовых пузырьков в водных растворах). В работе Тройниковой А.А. и др. [20] для различных концентраций ингибитора гидратообразования на основе солей (хлоридов магния и кальция) в растворе установлены термобарические параметры условий гидратообразования и показано, что термодинамические ингибиторы – электролиты являются также и кинетическими ингибиторами. Применение же кинетических ингибиторов имеет, как показано Фаресовым А.В. и Пономаревым А.И. [23], большое значение для предотвращения выпадения гидратов. На основе исследований Тройниковой А.А. [21] предложена усовершенствованная методика расчета расхода ингибиторов гидратообразования применительно к смесевым составам (метанол + растворы электролитов, включая сильно минерализованную пластовую воду). В работах Валежанина И.В. и др. [3] и Истомина В.А. и др. [13] отмечена возможность выпадения солевых осадков при смешении метанола с высокоминерализованной пластовой водой. Однако этого можно избежать путем прогнозирования, для чего необходимо проведение предварительных термодинамических расчетов, основанных на растворимости хлорида натрия в водо-метанольных растворах различных концентраций. В частности, показано, что для пластовой воды ботубинского горизонта Чаяндинского месторождения с минерализацией 350 г/л использование водо-метанольного раствора 80% масс. не приведет к осаждению галита, а для пластовой воды хамакинского горизонта допустимой является концентрация метанола в водо-метанольном растворе 75% масс.

Следовательно, при удалении жидкости с забоев газовых и газоконденсатных скважин можно повысить эффективность насосно-эжекторной системы при использовании водо-метанольного раствора и растворов солей – электролитов за счет синергии, заключающейся в улучшении характеристик эжектора при одновременном снижении затрат на ингибирование метанолом. Особенно важно это для газовых месторождений Восточной Сибири, пластовые воды

которых обладают высокой минерализацией. На данных промыслах нет нужды дополнительно завозить и добавлять в водо-метанольный раствор растворы солей – электролитов, сама природа поможет успешной реализации технологии.

Помимо обводнения скважин, вызванного внедрением пластовой воды, на сегодняшний день промысловики столкнулись с проблемой обводнения газовых скважин конденсационными и техногенными жидкостями уже на ранней стадии разработки крупнейшего Бованенковского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ) полуострова Ямал [16, 18, 22].

Бованенковское НГКМ введено в промышленную эксплуатацию в 2012 г. В настоящее время разрабатывается массивная водоплавающая залежь пластов ТП1-6 танопчинской свиты с запасами газа 2 трлн м³, а также мелкие залежи пластов ТП7-11 (около 200 млрд м³) кустовым способом по 8–12 скважин в кусте.

Практически все продуктивные залежи танопчинской свиты на Бованенковском НГКМ имеют краевую или подошвенную пластовую воду. При эксплуатации месторождения образуются депрессионные воронки в районе кустов добывающих скважин и увеличивается риск их обводнения пластовыми водами.

На Бованенковском месторождении массивная залежь ТП1-6 вскрывается полностью. Принципиальная схема вскрытия продуктивного пласта приведена на рис. 2.

Как правило, пропластки ТП5-6 по своим фильтрационно-емкостным свойствам хуже пропластков ТП1-4, поэтому при совместном вскрытии нижние пласты могут не в полном объеме выносить жидкость с забоя, а работать в режиме барботажа. На забоях многих скважин по результатам геофизических исследований были обнаружены большие скопления жидкости (рис. 2). Результаты гидрохимического контроля показали наличие конденсационной воды, а также смеси конденсационной и техногенной жидкости (43 и 39%, соответственно) на забоях добывающих скважин. В 17% проб было обнаружено и определено процентное содержание пластовой воды, 1% составили пробы, полностью представленные пластовой водой [18].

Средняя длина интервала перфорации по этим скважинам составляет 233 м, средняя длина столба жидкости на забоях скважин – 64 м, вертикальный столб жидкости в среднем достигает отметки в 45,3 м, а процентное соотношение длины столба жидкости к длине интервала перфорации – почти 30% [3]. Это вызывает существенное ухудшение добычных возможностей скважин.

Для повышения производительности скважин Бованенковского НГКМ с большим содержанием жидкости на забое рекомендуется проводить ее удаление с применением кольтюбинговой техники и подачи поверхностно-активных веществ (ПАВ) на забой [18,

22]. Однако использование колтюбинговой техники является дорогостоящим и трудоемким мероприятием. Поэтому было разработано менее затратное и более эффективное новое техническое решение для удаления жидкости с забоев скважин [9, 10], представленное ниже.

Наиболее близким по технической сущности к предлагаемому решению являются известный способ эксплуатации обводненных газовых и газоконденсатных скважин, включающий спуск в скважину погружной насосной установки под статический уровень жидкости, запуск погружной насосной установки в работу, откачку жидкости погружной насосной установкой, уменьшение забойного давления путем снижения динамического уровня жидкости, повышение давления откачиваемой жидкости на выходе погружной насосной установки, а также поступление газа на поверхность, и устройство для его реализации, содержащее спущенную в скважину ниже подошвы пласта под уровень жидкости погружную насосную установку и насосно-компрессорные трубы [9].

Известные способ и устройство характеризуются низкой эффективностью, связанной с высокими эксплуатационными затратами на удаление жидкости из скважин и большой материалоемкостью, поскольку для нагнетания жидкости требуется высокий напор погружной насосной установки.

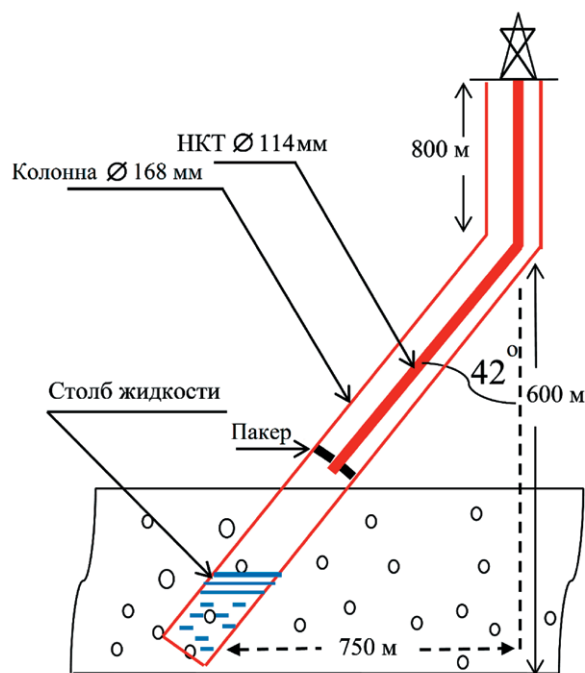


РИС. 2.

Принципиальная схема вскрытия пласта ТП1-6 Бованенковского НГКМ и накопления воды на забое наклонно-направленной скважины [22]

Предлагаемое для практического применения новое техническое решение, связанное с механизированной добычей, направлено на повышение эффективности эксплуатации обводненных газовых и газоконденсатных скважин. Достижимый технический результат заключается в увеличении добычи газа и продлении сроков рентабельной разработки месторождений за счет повышения эффективности эксплуатации скважин при меньших значениях напора погружных насосных установок.

На рис. 3 представлена схема предлагаемой насосно-эжекторной системы для механизированной насосной эксплуатации обводненных газовых и газоконденсатных скважин с устройством для распыления жидкости, выполненным в виде струйного аппарата.

На пласт 1 пробурена скважина 2, в ее эксплуатационную колонну спущена колонна НКТ 3. Затрубное пространство перекрыто пакером 4. В стволе скважины имеется столб накопившейся воды 5. Внутри насосно-компрессорных труб 3 и далее под уровень жидкости спущена погружная насосная установка 6 на грузонесущем электрическом кабеле 7.

Насосные установки малого габарита, спускаемые на грузонесущем электрическом кабеле внутри колонны НКТ, производятся в настоящее время промышленностью (см., например, [5]) и могут быть использованы в предлагаемом техническом решении.

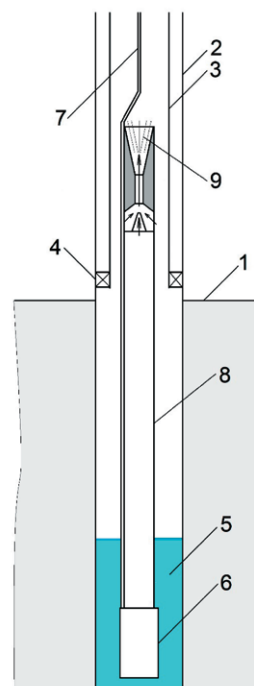


РИС. 3.

Схема предлагаемой насосно-эжекторной системы: 1 – пласт, 2 – эксплуатационная колонна скважины, 3 – НКТ, 4 – пакер, 5 – столб воды, 6 – погружная насосная установка, 7 – грузонесущий кабель, 8 – шланг, 9 – струйный аппарат

К выходу из погружной насосной установки 6 присоединен шланг 8 с расположенным на его верхнем конце устройством 9 для распыления жидкости, выполненным в виде струйного аппарата. Длина шланга 8 больше расстояния между глубиной спуска погружной насосной установки 6 и башмаком НКТ 3.

Способ эксплуатации малодебитных обводненных газовых и газоконденсатных скважин осуществляют следующим образом.

Производят спуск в скважину 2 погружной насосной установки 5 под статический уровень жидкости и запуск погружной насосной установки 5 в работу. Откачивают жидкость погружной насосной установкой 6, уменьшают забойное давление путем снижения динамического уровня жидкости, повышая при этом давление откачиваемой жидкости на выходе погружной насосной установки 6 и обеспечивая поступление газа на поверхность. Жидкость с повышенным давлением распыляют с помощью струйного аппарата 9 в газовой среде и направляют жидкость в виде капель мелкодисперсного аэрозоля по колонне НКТ 5 вместе с газом на поверхность.

Спуск в скважину 1 погружной насосной установки 6 осуществляют на грузонесущем электрическом кабеле 7. Погружную насосную установку 6 могут приводить в действие с использованием возобновляемых источников энергии. В жидкость могут также добавлять поверхностно-активные вещества (ПАВ) для улучшения образования мелкодисперсного аэрозоля вплоть до состояния искусственного тумана. Подбор ПАВ может быть произведен с учетом рекомендаций [15].

Для создания из жидкости мелкодисперсного аэрозоля, выносимого потоком газа по НКТ 3 на поверхность, требуется гораздо меньшее давление и меньший напор погружной насосной установки 6, чем для подъема столба жидкости по НКТ 3 вверх в известных технических решениях.

Мельчайшие капли жидкости в виде аэрозоля уносятся вверх потоком газа, проходящим из пласта 1 в колонну НКТ 3. Накопления жидкости на забое не происходит, и скважина 2 работает в непрерывном режиме без остановок и продувок. Это позволяет полностью освободить зону продуктивного интервала пласта 1 в скважине 2 от накопления жидкости, что существенно повышает дебит скважины по газу.

Таким образом обеспечивается увеличение добычи газа из малодебитных низконапорных обводненных скважин и продление сроков рентабельной разработки газовых и газоконденсатных месторождений.

ЛИТЕРАТУРА

1. Арно О.Б., Арабский А.К., Куш И.И., Мухаметчин Р.Р., Сопнев Т.В., Пономарев А.И. Способ эксплуатации газовых скважин на поздней стадии разработки месторождений природ-

- ного газа и устройство для его осуществления Патент № 2760183 Российская Федерация, МПК E21B 43/12 (2006.01), E21B 43/40 (2006.01). № 2021107799: заявл. 23.03.2021: опубл. 22.11.2021 / 12 с.: ил.
2. Барьюдин В.А., Малышек Г.В., Свищев Ю.М., Анисимов В.Ф. Системный подход к регулированию гидродинамического воздействия на залежь (в порядке обсуждения) // Нефтяное хозяйство. 1990. № 10. С. 52–55.
3. Валекжанин И.В., Ишмияров Э.Р., Пресняков А.Ю., Гарифуллин А.Р., Волошин А.И. Проблема отложения галита в высокоминерализованных средах: причины, механизм, управление // Нефтепромысловое дело. 2019. № 10 (610). С. 65–78. DOI: 10.30713/0207-2351-2019-10(610)-65-78
4. Горбунов А.Т., Москвин В.Д., Бруслов А.Ю., Старковский А.В., Рогова Т.С. и др. Способ обработки призабойной зоны добывающей скважины // Патент на изобретение RU 2023143 C1, 15.11.1994. Заявка № 5034187/03 от 25.03.1992.
5. Горбунов Д. Технология освоения и эксплуатации нефтяных скважин установкой сверхмалого габарита на грузонесущем кабеле // SPE 187733. Российская нефтегазовая техническая конференция SPE. 16–18 октября 2017, М., Россия.
6. Гумерский Х.Х., Мамедов Ю.Г., Шахвердиев А.Х. Российская нефтяная промышленность на пороге нового века: оценки прошлого, настоящего, будущего // Нефтяное хозяйство. 2000. № 7. С. 22–26.
7. Дроздов А.Н., Дроздов Н.А., Горбылева Я.А., Горелкина Е.И. Влияние минерализации рабочей жидкости на характеристики жидкостно-газовых эжекторов // Бурение & нефть. 2019. № 7. С. 36–39.
8. Дроздов А.Н., Дроздов Н.А., Горбылева Я.А., Горелкина Е.И. Повышение эффективности работы жидкостно-газового эжектора // Вестник Российского университета дружбы народов. Серия: Инженерные исследования. 2019. Т. 20. № 3. С. 254–260.
9. Дроздов А.Н., Мутишо Ж.Б., Горелкина Е.И., Горбылева Я.А., Дроздов Н.А., Нарожный И.М. Патент № 042538 RUS. МПК E21B 43/00 (2006.01), E21B 17/00 (2006.01) Способ для эксплуатации малодебитных обводненных газовых и газоконденсатных скважин: № 202000363: заявл. 18.12.2020: опубл. 29.04.2022.
10. Дроздов А.Н., Мутишо Ж.Б., Горелкина Е.И., Горбылева Я.А., Лудупов В.Б., Волков В.Д. Новое техническое решение для удаления жидкости из обводненных газовых и газоконденсатных скважин // Территория НЕФТЕГАЗ. 2021. № 1–2. С. 56–62.
11. Дроздов А.Н. Эксплуатация низконапорных газовых и газоконденсатных скважин механизирован-

- ным способом // Газовая промышленность. 2010. Специальный выпуск журнала «РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина – 80 лет». С. 63–67.
12. Изюмченко Д.В., Мандрик Е.В., С.А. Мельников, Плосков А.А., Моисеев В.В. и др. Эксплуатация газовых скважин в условиях активного водо- и пескопроявления // Научно-технический сборник ВЕСТИ ГАЗОВОЙ НАУКИ. 2018. № 1(33). С. 235–242.
 13. Истомин В.А., Изюмченко Д.В., Крапивин В.Б., Тройникова А.А., Квон В.Г., Сергеева Д.В. Особенности применения метанола для предупреждения гидратообразования в скважинах Чайнинского НГКМ // НефтеГазоХимия. 2022. № 1–2. С. 60–67.
 14. Ли Дж., Никкенс Г., Уэллс М. Эксплуатация обводняющихся газовых скважин. Технологические решения по удалению жидкости из скважин. Перевод с английского. М.: Премиум Инжиниринг. 2008. 384 с.
 15. Макаренко П.П. Комплексное решение проблем развития газодобывающего региона. М.: Недра. 1996. 320 с. ISBN 5-247-03620-4
 16. Николаев О.В. Совершенствование методов гидродинамического моделирования процессов добычи газа по результатам экспериментальных исследований газожидкостных потоков: дис. ... докт. техн. наук: 05.15.06. М. 2022. 328 с.
 17. Панахов Г.М., Сулейманов Б.А., Аббасов Э.М., Чукчеев О.А., Галеев Ф.Х. Способ разработки нефтяной залежи // Патент № 2125154 RUS. 20.01.1999. Заявка № 97109104/03 от 16.06.1997.
 18. Перемышцев Ю.А., Усачев В.Д. Проблемы очистки эксплуатационных скважин от технических и конденсационных вод на Бованенковском НГКМ // Наука и техника в газовой промышленности. 2016. № 3(67). С. 24–34.
 19. Семенов А.П., Мендгазиев Р.И., Стоповрев А.С. Синергизм метанола и хлорида магния при термодинамическом ингибировании гидрата метана // Химия и технология топлив и масел. 2018. № 6 (610). С. 43–46.
 20. Тройникова А.А., Истомин В.А., Квон В.Г., Долгаев С.И., Генкин М.В. и др. Экспериментальные исследования ингибиторов гидратообразования на основе хлоридов двухвалентных металлов // Научно-технический сборник «Вестник газовой науки». 2017. № 2(30). С. 104–109.
 21. Тройникова А.А. Совершенствование методов предупреждения гидратообразования на газовых и газоконденсатных месторождениях: дис. ... канд. техн. наук: 25.00.17. М., 2022. 142 с.
 22. Усачев В.Д. Разработка методов прогноза обводнения газовых залежей и скважин на базе композиционных гидродинамических моделей: дис. ... канд. техн. наук: 25.00.17. М., 2018. 121 с.
 23. Фаресов А.В., Пономарев А.И. Исследование эффективности ингибиторов гидратообразования кинетического типа // Нефтегазовое дело. 2013. Т. 11. № 4. С. 86–95.
 24. Шахвердиев А.Х., Арефьев С.В., Давыдов А.В. Трудноизвлекаемые запасы недонасыщенных нефтью коллекторов // Геология и недропользование. 2022. № 5 (9). С. 78–87.
 25. Шахвердиев А.Х., Максимов М.М., Рыбickaя Л.П. Моделирование залежей нефти с позиции системной оптимизации процессов // Нефтяное хозяйство. 2000. № 12. С. 19–23.
 26. Шахвердиев А.Х., Мандрик И.Э. Оптимизация плотности сетки скважин и ее влияние на коэффициент извлечения нефти // Нефтяное хозяйство. 2007. № 12. С. 54–58.
 27. Шахвердиев А.Х., Мандрик И.Э., Шарифуллин Ф.А. Способ определения технологической эффективности методов увеличения нефтеотдачи пластов // Патент на изобретение RU 2095548 C1, 10.11.1997. Заявка № 97104539/03 от 28.03.1997.
 28. Шахвердиев А.Х. Оптимизация системы поддержания пластового давления при заводнении залежей // Нефтяное хозяйство. 2001. № 3. С. 42–44.
 29. Шахвердиев А.Х., Панахов Г.М. Способ разработки нефтяной залежи // Патент на изобретение RU 2244110 C1, 10.01.2005. Заявка № 2003110568/03 от 13.06.2002.
 30. Шахвердиев А.Х., Рыбickaя Л.П. Оценка технологической эффективности при воздействии на залежи углеводородов // Нефтяное хозяйство. 2003. № 4. С. 65–68.
 31. Шахвердиев А.Х. Способ определения технологической эффективности методов увеличения нефтеотдачи пластов // Патент на изобретение RU 2149256 C1, 20.05.2000. Заявка № 99126412/03 от 22.12.1999.
 32. BAKHTIYAROV S.I., PANAKHOV G.M., ABBASOV E.M., SHAKHVERDIYEV A.KH. Oil recovery by in-situ gas generation: volume and pressure measurements // Proceedings of ASME Fluids Engineering Division Summer Meeting 2006, FEDSM2006. 2006 ASME Joint U.S.- European Fluids Engineering Division Summer Meeting, FEDSM2006. Miami, FL, 2006. С. 1487–1492.
 33. HENRY CH.L., CRAIG V.S.J. Ion-Specific Influence of Electrolytes on Bubble Coalescence in Nonaqueous Solvents // Langmuir. 2008. V. 24. P. 7979–7985.
 34. HENRY C.L., DALTON C.N., SCRUTON L., CRAIG V.S.J. Ion-Specific Coalescence of Bubbles in Mixed Electrolyte Solutions // J. Phys. Chem. C. 2007. V. 111. № 2. P. 1015–1023. DOI: 10.1021/jp066400b

REFERENCE

1. ARNO O.B., ARABSKY A.K., KUSHCH I.I., MUKHAMETCHIN R.R., SOPNEV T.V., PONOMAREV A.I. Method for operating gas wells at a late stage of development of natural gas fields and device for its implementation. Patent N 2760183 Russian Federation, declared 03.23.2021: published 11.22.2021. (In Russian).
2. BARYUDIN V.L., MALYSHEK G.V., SVISHCHEV YU.M., ANISIMOV V.F. Systems approach to regulation of hydrodynamic impact on the reservoir (for discussion). *Neftyanoye khozyaystvo*. 1990;10:52–55. (In Russian).
3. VALEKZHANIN I.V., ISHMIYAROV E.R., PRESNIAKOV A.YU., GARIFULLIN A.R., VOLOSHIN A.I. The problem of halite deposition in highly mineralized environments: causes, mechanism, control. *Neftpromyslovoye delo*. 2019; 10 (610): 65–78. (In Russian).
4. GORBUNOV A.T., MOSKVIN V.D., BRUSLOV A.YU., STARKOVSKY A.V., ROGOVA T.S. ET. AL. Method for processing the bottomhole zone of a production well. Patent for invention RU 2023143 C1, 11/15/1994. Application N 5034187/03 dated 03/25/1992. (In Russian).
5. GORBUNOV D. Technology of development and operation of oil wells by means of an ultra-small-size installation on a load-carrying cable. Russian Oil and Gas Technical Conference SPE. October 16–18, 2017, Moscow, Russia. SPE 187733. (In Russian).
6. GUMERSKIY H.H., MAMEDOV YU.G., SHAKHVERDIEV A.KH. Russian oil industry on the threshold of a new century: assessments of the past, present, future. *Neftyanoye khozyaystvo*. 2000;7:22–26. (In Russian).
7. DROZDOV A.N., DROZDOV N.A., GORBYLEVA YA.A., GORELKINA E.I. Influence of working fluid mineralization on the characteristics of liquid-gas ejectors. *Bureniye & nefi'*. 2019;7:36–39. (In Russian).
8. DROZDOV A.N., DROZDOV N.A., GORBYLEVA YA.A., GORELKINA E.I. Improving the efficiency of a liquid-gas ejector. *Vestnik Rossiyskogo universiteta družby narodov. Seriya: Inzhenernyye issledovaniya*. 2019; 20(3): 254–260. (In Russian).
9. DROZDOV A.N., MUGISHO ZH.B., GORELKINA E.I., GORBYLEVA YA.A., DROZDOV N.A., NARAZHNY I.M. Method for operating low-flow watered gas and gas condensate wells. Patent N 042538 RUS. declared 12.18.2020: published 04.29.2022. (In Russian).
10. DROZDOV A.N., MUGISHO ZH.B., GORELKINA E.I., GORBYLEVA YA.A., LUDUPOV V.B., VOLKOV V.D. New technical solution for removing liquid from flooded gas and gas condensate wells. *Territoriya NEFTGAZ*. 2021; 1-2: 56–62. (In Russian).
11. DROZDOV A.N. Operation of low-pressure gas and gas condensate wells by a mechanized method. *Gazovaya promyshlennost'*. 2010. Special issue of the journal "Gubkin Russian State University of Oil and Gas – 80 years": 63–67. (In Russian).
12. IZYUMCHENKO D.V., MANDRIK E.V., MELNIKOV S.A., PLOSKOV A.A., MOISEEV V.V. ET. AL. Operation of gas wells in conditions of active water and sand production. *Nauchno-tekhnicheskiy sbornik VESTI gazovoy nauki*. 2018; 1(33):235–242. (In Russian).
13. ISTOMIN V.A., IZYUMCHENKO D.V., KRAPIVIN V.B., TROYNIKOVA A.A., KVON V.G., SERGEEVA D.V. Features of methanol application to prevent hydrate formation in wells of the Chayandinskoye OGCF. *NefteGazokhimiya*. 2022;1–2:60–67. (In Russian).
14. LEE J., NICKENS G., WELLS M. Operation of flooded gas wells. Technological solutions for removing liquid from wells. Translation from English. Moscow: Premium Engineering, 2008:384. (In Russian).
15. MAKARENKO P.P. Comprehensive solution to problems of development of a gas-producing region. Moscow: Nedra, 1996: 320. (In Russian).
16. NIKOLAEV O.V. Improving the methods of hydrodynamic modeling of gas production processes based on the results of experimental studies of gas-liquid flows: dis. ... Doctor of Engineering Sciences: 05.15.06. Moscow, 2022:328. (In Russian).
17. PANAKHOV G.M., SULEIMANOV B.A., ABBASOV E.M., CHUKCHEEV O.A., GALEEV F.KH. Method of oil deposit development. Patent N 2125154 RUS. 20.01.1999. Application N 97109104/03 dated 16.06.1997. (In Russian).
18. PEREMYSHTSEV YU.A., USACHEV V.D. Problems of cleaning production wells from technical and condensate waters at the Bovanenkovo oil and gas condensate field. *Nauka i tekhnika v gazovoy promyshlennosti*. 2016; 3 (67):24–34. (In Russian).
19. SEMENOV A.P., MENDGAZIEV R.I., STOPOREV A.S. Synergism of methanol and magnesium chloride in thermodynamic inhibition of methane hydrate. *Khimiya i tekhnologiya topliv i masel*. 2018;6;(610):43–46. (In Russian).
20. TROYNIKOVA A.A., ISTOMIN V.A., KVON V.G., DOLGAEV S.I., GENKIN M.V., IGUMNOV S.N., ROZARENKOVA T.V. Experimental studies of hydrate formation inhibitors based on divalent metal chlorides. *Nauchno-tekhnicheskiy sbornik «Vestnik gazovoy nauki»*. 2017;2;(30):104–109. (In Russian).
21. TROYNIKOVA A.A. Improving methods for preventing hydrate formation at gas and gas condensate fields: dis. ... Cand. of Engineering Sciences: 25.00.17. Moscow, 2022: 142. (In Russian).
22. USACHEV V.D. Development of methods for predicting flooding of gas deposits and wells based on composite hydrodynamic models: dis. ... Cand. of Engineering Sciences: 25.00.17. Moscow, 2018:121. (In Russian).
23. FARESOV A.V., PONOMAREV A.I. Study of the efficiency of kinetic type hydrate formation inhibitors. *Neftegazovoye delo*. 2013;11(4): 86–95. (In Russian).
24. SHAKHVERDIEV A.KH., AREFIEV S.V., DAVYDOV A.V. Hard-to-recover reserves of undersaturated

- oil reservoirs. *Geologiya i nedropol'zovaniye*. 2022; 5;(9): 78–87. (In Russian).
25. SHAKHVERDIEV A.KH., MAKSIMOV M.M., RYBITSKAYA L.P. Modeling of oil deposits from the stand-point of system optimization of processes. *Neftyanoye khozyaystvo*. 2000;12:19–23. (In Russian).
 26. SHAKHVERDIEV A.KH., MANDRIK I.E. Optimization of well grid density and its impact on oil recovery factor. *Neftyanoye khozyaystvo*. 2007;12:54–58. (In Russian).
 27. SHAKHVERDIEV A.KH., MANDRIK I.E., SHARIFULLIN F.A. Method for determining technological efficiency of enhanced oil recovery methods. Patent for invention RU 2095548 C1, 10.11.1997. Application N 97104539/03 dated 28.03.1997. (In Russian).
 28. SHAKHVERDIEV A.KH. Optimization of the reservoir pressure maintenance system during reservoir flooding. *Neftyanoye khozyaystvo*. 2001; 3: 42–44. (In Russian).
 29. SHAKHVERDIEV A.KH., RYBITSKAYA L.P. Technological effectiveness assessment for impacts on hydrocarbons deposits. *Neftyanoye khozyaystvo*. 2003;4:65–68. (In Russian).
 30. SHAKHVERDIEV A.KH., PANAKHOV G.M. Method for developing an oil deposit. Patent for invention RU 2244110 C1, 10.01.2005. Application N 2003110568/03 dated 13.06.2002. (In Russian).
 31. SHAKHVERDIEV A.KH. Method for determining the technological efficiency of methods for enhancing oil recovery. Patent for invention RU 2149256 C1, 20.05.2000. Application N 99126412/03 dated 22.12.1999. (In Russian).
 32. BAKHTIYAROV S.I., PANAKHOV G.M., ABASOV E.M., SHAKHVERDIYEV A.KH. Oil recovery by in-situ gas generation: volume and pressure measurements. In the collection: Proceedings of ASME Fluids Engineering Division Summer Meeting 2006, FEDSM2006. 2006 ASME Joint U.S. European Fluids Engineering Division Summer Meeting, FEDSM2006. Miami, FL, 2006:1487–1492.
 33. HENRY CH.L., CRAIG V.S.J. Ion-Specific Influence of Electrolytes on Bubble Coalescence in Nonaqueous Solvents. *Langmuir*. 2008; 24: 7979–7985.
 34. HENRY C.L., DALTON C.N., SCRUTON L., CRAIG V.S.J. Ion-Specific Coalescence of Bubbles in Mixed Electrolyte Solutions. *J. Phys. Chem. C*. 2007; 111(2):1015–1023.

Дроздов Александр Николаевич,

д.т.н., профессор Российского государственного университета нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Российского университета дружбы народов имени Патриса Лумумбы, Российского государственного геологоразведочного университета имени Серго Орджоникидзе

✉ 119296, г. Москва, Ленинский пр-т, д. 65, корп. 1,
119296, Moscow, Leninsky Prospekt, 65, bldg. 1,
e-mail: Drozdov_an@mail.ru

Горелкина Евгения Ильинична,

старший преподаватель Российского университета дружбы народов имени Патриса Лумумбы, Российского государственного геологоразведочного университета имени Серго Орджоникидзе

✉ 117997, г. Москва, ул. Миклухо-Маклая, д. 23,
117997, Moscow, Miklukho-Maklaya st., 23,
e-mail: Gorelckina.evgenia@yandex.ru