DOI: 10.31660/0445-0108-2019-3-54-63

УДК 622.276

# Повышение эффективности применения пенообразователей для удаления жидкости с забоев газовых скважин

# Е. В. Паникаровский\*, В. В. Паникаровский, Ю. В. Ваганов

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия \*e-mail: panikarovskijev@tyuiu.ru

Аннотация. В период поздней стадии разработки газовых месторождений требуется решение специфических вопросов для увеличения дебитов скважин и снижения их обводненности. Накопленный опыт разработки газовых и газоконденсатных месторождений свидетельствует, что наиболее эффективным способом удаления скапливающейся в скважинах воды является ввод на забой скважин пенообразующих составов на основе поверхностно-активных веществ (ПАВ). Наиболее технологичным в применении стало использование твердых и жидких ПАВ. Установка в скважинах лифтовых колонн меньшего диаметра обеспечила вынос жидкости с забоев скважин, однако через несколько месяцев эксплуатации условия удаления жидкости с забоев скважин ухудшились. Технологии использования концентрических лифтовых систем и плунжерных лифтов применяются на единичном числе скважин. Основной технологией для удаления жидкости с забоев газовых скважин в настоящее время является технология обработки забоев скважин твердыми ПАВ.

*Ключевые слова*: твердые поверхностно-активные вещества; жидкие поверхностно-активные вещества; самозадавливающиеся скважины; скорость газового потока; гидратообразование; газожидкостный поток; лифтовая колонна

# Improving efficiency of application foam sheets to remove liquid from gas wells

# Evgeny V. Panikarovskii\*, Valentin V. Panikarovskii, Yuriy V. Vaganov

Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia \*e-mail: panikarovskijev@tyuiu.ru

Abstract. During the late stage of gas field development, the solution of specific issues is required to increase the flow rates of wells and reduce their water cut. The accumulated experience in the development of gas and gas condensate fields indicates that the most effective way to remove water accumulating in wells is to introduce foaming compositions based on surfactants to the bottom of the wells. The most technologically advanced application was the use of solid and liquid surfactants. The installation of smaller diameter tubing in the wells ensured the removal of fluid from the bottom of the well, but after several months of operation the conditions for removing the liquid from the bottom of the well deteriorate. Technologies for using concentric elevator systems and plunger elevators are used on a single number of wells. The main technology for removal of liquid from the bottom of gas wells is currently the technology for processing bottom holes with solid surfactants.

Key words: solid surfactants; liquid surfactants; self-killing wells; gas flow rate; hydrate formation; gas-liquid flow; tubing

### Введение

Период падающей добычи газа на газовых месторождениях характеризуется истощением пластовой энергии, что приводит к снижению скоростей движения флюидов и газа в насосно-компрессорных трубах (НКТ) и не обеспечивает вынос скопившейся на забоях скважин жидкости. В результате чего на забое скважин происходит увеличение столба жидкости, и скважины начинают самозадавливаться до полной остановки.

## Объект и методы исследования

Приток пластовой воды или вынос из призабойной зоны пласта (ПЗП) остатков техногенной жидкости ускоряет процесс самозадавливания скважин. Наличие на забое скважин жидкости с низкой минерализацией способствует разрушению скелета породы и росту пескопроявлений. Следствием работы скважин в режиме самозадавливания и роста количества пескопроявлений являются нарушение равномерности дренирования залежи, создание условий для эрозионного износа скважинного оборудования и снижение добычи газа [1].

Основными геолого-техническими мероприятиями (ГТМ) для поддержки работы самозадавливающихся газовых скважин на месторождениях являются проведение водоизоляционных работ, продувка ствола скважин с выпуском газа в атмосферу, использование технологий плунжерного и концентрического лифтов, циклическая закачка сухого газа в затрубное пространство, ввод на забои скважин жидких и твердых поверхностно-активных веществ (ПАВ). Применение циклической закачки сухого газа в затрубное пространство скважины, технологий плунжерного и концентрического лифтов требует больших капитальных вложений и имеет значительный ряд технических ограничений. Наиболее простой и быстрый способ удаления жидкости с забоя скважин — продувка с выпуском газа в атмосферу — имеет существенные недостатки, так как оказывает отрицательное влияние на окружающую среду, приводит к разрушению ПЗП в результате резкого повышения депрессии на пласт, потерям газа и не имеет продолжительного эффекта.

Наиболее доступной и эффективной технологией для удаления жидкости с забоя газовых скважин является ввод на забой скважины ПАВ, приводящих к вспениванию жидкости или газожидкостной смеси в стволе скважины и ее выносу на дневную поверхность [2].

Суть данного метода состоит в том, что при вводе пенообразующих ПАВ на забой скважины происходит их растворение в жидкости, накопленной на забое, а при прохождении газа через столб жидкости с растворенными ПАВ образуется пена, состоящая из пузырьков газа, разделенных пленкой жидкости [3].

Перечень ПАВ, применяемых для удаления скважинной жидкости, достаточно обширен, но наибольшее применение получили анионогенные (АПАВ) и неионогенные (НПАВ) поверхностно-активные вещества. АПАВ относятся к классу ПАВ, которые при растворении в воде диссоциируют на положительно заряженный катион и отрицательно заряженный анион.

Наиболее характерные представители данных ПАВ — водорастворимые мыла высших карбоновых кислот, которые представляют собой продукты взаимодействия этих кислот с гидроокисями щелочных металлов. Пенообразующая способность данных ПАВ зависит от длины углевородного радикала: она максимальная при длине от 13 до 14 атомов углерода, а затем она снижается. В зависимости от длины алкильной цепи исходных органических веществ, способов синтеза сульфатов и сульфонатов выпускаются различные марки ПАВ этого класса: децилсульфат натрия, сульфанол НП-1,

сульфанол НП-3, ДС-РАС и т. д. Основными недостатками данных ПАВ являются значительное влияние солевого состава вод на растворимость, диссоциацию и поверхностное натяжение образующихся систем, изменение характеристик ПАВ в присутствии органических растворителей.

НПАВ не диссоциируют в водных растворах на ионы, их типичными представителями являются оксиэтилированные химические соединения: алкилфенолы, спирты, жирные кислоты, амиды и др. В состав данных НПАВ входят также имидазолины, высокомолекулярные маслорастворимые амины, оксазолины, карбоновые кислоты и их сложные эфиры, металлические мыла этих кислот с многовалентными металлами [4].

К НПАВ относятся неонол  $A\Phi$  9-12, оксиэтилированные жирные спирты и алкилфенолы, оксиэтилированные жирные кислоты, блок-сополимеры на основе диамина, блок-сополимеры окиси этилена и окиси пропилена, оксиэтилированные алкилфенолы ОП-7, ОП-10 и др. Вследствие высокой молекулярной массы и малой растворимости данных ПАВ они не могут образовывать большое количество пены, поэтому возникает необходимость совместного использования с ними АПАВ.

НПАВ экономически более эффективны, так как технологический процесс их получения более прост по сравнению с ПАВ других групп. Наибольшее развитие получило производство оксиэтилированных жирных кислот, алкилфенолов, спиртов, аминов, меркаптанов и др.

К недостаткам НПАВ следует отнести их высокую стоимость, особенно блоксополимеров, малую растворимость в водных растворах, необходимость очистки скважины от остатков НПАВ. Достоинство использования НПАВ заключается в образовании пен с углеводородными флюидами (газовым конденсатом) [5].

Основными показателями, характеризующими свойства пен, являются их устойчивость, реологические характеристики, плотность и упругость. Продолжительность существования пены зависит от концентрации и вида ПАВ, кратности пены, ее температуры, дисперсности и наличия стабилизаторов [6].

Ввод пенообразующих ПАВ в скважину можно осуществлять как в виде растворов, так и в виде твердых стержней или шаров. Из этих двух методов наиболее технологичным является метод закачивания раствора жидких ПАВ в скважину вместе с метанолом — ингибитором гидратообразования. В то же время представляет интерес технология выборочной обработки скважин путем сброса твердых стержней на забой в низкодебитные самозадавливающиеся скважины. В промысловой практике данные скважины вводят в работу путем периодической продувки на факел, что связано с безвозвратными потерями газа и загрязнением атмосферного воздуха.

При выборе ПАВ для удаления воды с забоя скважин следует провести геофизические исследования (ГИС) и уточнить информацию о состоянии скважины.

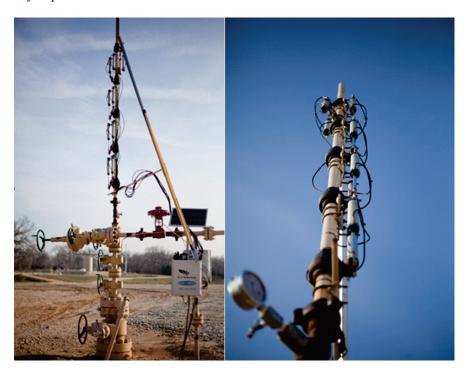
При проведении ГИС определяются следующие параметры:

- глубина скважины;
- зумпф;
- высота интервала перфорации;
- диаметры обсадной колонны и труб НКТ;
- наличие пакера и глубина его установки;
- забойная температура скважины;
- содержание соли в воде (PPM);
- забойное давление;

- устьевое давление;
- на сколько произошло падение устьевого давления;
- тип добываемого флюида (нефть, газ, газовый конденсат);
- текущая добыча скважины (нефть, газ, газовый конденсат);
- высота водяного столба в НКТ или обсадной колонне (необходимо рассчитать объем жидкости, которая будет удалена пеной).

Фирма J&J Solutions предлагает для ввода твердых ПАВ (ТПАВ) автоматическую установку «SoapStick». Данная установка относительно простой конструкции, в ее состав входят лубрикаторы, соединенные клапанами, время открытия клапанов для подачи ТПАВ настраивается с помощью таймера с электронным управлением. Монтаж установки «SoapStick» на устье скважины проводится в течение одного часа [7] (рис. 1).

Анализ эффективности обработки газовых скважин показал, что обработку самозадавливающихся скважин спуском ТПАВ необходимо проводить до полной их остановки после продувки на факел, что обеспечивает снижение забойного давления, вынос жидкой фазы в виде пены и продление периода работы между обработками.



Puc. 1. Автоматическая установка «SoapStick» для ввода ТПАВ

Для результативной работы ТПАВ их следует использовать на скважинах, имеющих небольшие зумпфы глубиной до 10 м, так как работоспособность ТПАВ ограничивается глубиной зумпфа. При глубоких зумпфах более 10 м режим «барботажа» невозможен, так как стержни ТПАВ опускаются на забой скважины, а плотность состава стержней значительно выше плотности воды, что не способствует образованию пены [8].

По данным зарубежных исследований, использование ТПАВ — это наименее дорогой метод удаления жидкости с забоев скважин, требующий мини-

мальных расходов. Недостатком данного метода является то, что общий объем жидкости, извлекаемой с забоев скважин, достигает от 7,94 до 15,89 м<sup>3</sup> в день.



Рис. 2. Гель ПАВ в полимерной водорастворимой оболочке

Для удаления жидкости с забоев эксплуатационных скважин на месторождениях США используют жидкие, твердые ПАВ. ТПАВ на забой скважин вводят в различных водорастворимых оболочках на основе полимеров или бумаги, в которых содержатся ПАВ в виде геля (рис. 2), суспензии (рис. 3) или твердого вещества (рис. 4).



Рис. 3. Суспензия ПАВ в полимерной водорастворимой оболочке

Фирма J&J Solutions предлагает использовать ТПАВ типа «UltraMax» (JJ-FC-2225), «BlueMax» (JJ-FSC-2125), «WhiteMax» (JJ-FSC-2125), «ЕМах» (JJ-FF-2030). После ввода данных ТПАВ на забой скважины происходит их полное растворение в течение от 40 до 120 минут в зависимости от температуры, содержания соли и относительного движения воды. Оптимальная температура для растворения — 54,4 °C, при низких температурах на забое скважины растворение будет происходить медленнее.



Рис. 4. Стержень ТПАВ без бумажной оболочки

ТПАВ типа «UltraMax», «BlueMax» и «WhiteMax» представляют собой гель в водорастворимой оболочке, и их можно сразу применять для обработки, а для применения «EMax» его следует извлечь из картонной оболочки и после этого загрузить в лубрикатор.

Для скважин с содержанием конденсата более 75 % рекомендуется использовать ТПАВ типа «OilMax» [9].

Фирма «Fisher-Stevens» предлагает использовать ТПАВ марки «FS-16 SoapStick». После ввода данных ТПАВ на забой скважины происходит их полное растворение в течение от 4 до 6 ч, что обеспечивает полный вынос жидкости из ствола скважины. Данной фирмой разработан также жидкий ПАВ марки

«FS-15», который растворяется значительно быстрее, чем ТПАВ, что позволяет получать хорошие результаты по удалению жидкости с забоев скважин [10].

Для обработки скважин фирма «Foamtech» предлагает использовать следующие ТПАВ:

- RedHots<sup>TM</sup> для смеси воды и углеводородов (до 30 %);
- BlackMagic<sup>TM</sup> для смеси воды и углеводородов (до 70 %);
- WhiteLightning<sup>TM</sup> для смеси воды и углеводородов (до 15%) и высокотемпературных скважин [11] (рис. 5).

Компания «Haliburton» предлагает применять для удаления жидкости с различной минерализацией ТПАВ марки «Howco-Suds», которое является пенообразователем анионного типа и совместимо с различными типами воды, включая рассолы и кислоты.

На морских месторождениях в Северном море компания «British Petroleum» проводит обработку забоев скважин с использованием технологии непрерывного ввода на забой скважин жидких ПАВ, что приводит к увеличению времени работы скважин и наращиванию добычи углеводородов. Показатель успешности применения данной технологии в газовых скважинах превышает 85 %.



Рис. 5. Стержни ТПАВ, выпускаемые фирмой «Foamtech»

На Медвежьем месторождении было проведено испытание пенной присадки марки «FA-4275» компании «Haliburton» для удаления жидкости с забоев газовых скважин. По результатам проведенных работ использование этой продемонстрировало хорошие технологические свойства для удаления жидкости с забоев скважин. На всех скважинах отмечены значительный вынос механических примесей совместно с жидкостью и увеличение объема добычи газа. При длительном постоянном применении этой присадки можно ожидать снижения объемов жидкости на забоях скважин, снижения пескопроявлений, улучшения продуктивных характеристик скважин, дебит которых ограничен из-за выноса песка.

На одной скважине Медвежьего месторождения проведены испытания ТПАВ марки «БТ-Фомер» для увеличения выноса жидкости и механических примесей при эксплуатации газовых скважин.

В результате проведенных испытаний было установлено, что при дебитах газа выше 72 тыс.  $m^3$ /сут вынос жидкости сопровождается выносом механических примесей с удельным содержанием от 1,6 до 1,9  $m^3/m^3$ .

На Ямбургском месторождении для удаления жидкости с забоев газовых

скважин использовали ТПАВ марки «Цель-III». После ввода данного ПАВ на забой газовых скважин уровень жидкости в скважинах значительно снижается, устьевое давление увеличивается на 0,19 МПа, давление в районе нижних отверстий перфорации снижается на 0,023 МПа.

На Восточно-Таркосалинском месторождении проведены испытания ТПАВ, разработанных в ОАО «СевКавНИПИгаз», в состав которых входят НПАВ, пластификатор и отвердитель. В результате проведения промысловых работ на газоконденсатных скважинах проводилось удаление жидкости с примесью газоконденсата из ствола скважины. Отрицательным моментом проведенных работ является невозможность доставки ТПАВ к забою скважин, имеющих горизонтальное окончание [12].

Технология обработки забоев газовых скважин жидкими ПАВ проводится в следующем порядке: скважину отрабатывают на факельном устройстве и останавливают; затем проводят закачивание ПАВ, и продавливают его на забой скважины с помощью компрессора; на следующем этапе скважину отрабатывают на факельном устройстве и пускают в работу.

Технология обработок забоев газовых скважин жидкими  $\Pi AB$  на водном растворе  $CaCl_2$  с последующей продавкой их метанолом имеет существенный недостаток из-за присутствия в составе жидкого  $\Pi AB$  воды, которая приводит к образованию газовых гидратов в промысловом оборудовании при низких температурах.

С целью увеличения объемов применения жидких ПАВ на Медвежьем месторождении, снижения риска гидратообразования в промысловом оборудовании предлагается в качестве растворителя использовать метиловый спирт 70 %-й концентрации, который одновременно является ингибитором гидратообразования [13].

Технологический процесс обработки с применением ТПАВ заключается в следующем: скважину отрабатывают на факельном устройстве и останавливают; далее проводят загрузку необходимого количества стержней или шаров ТПАВ в лубрикатор и сбрасывают на забой скважины; после определенного времени технологической выдержки скважину запускают на факельное устройство и проводят отработку для полного выноса из скважины пены и механических примесей; далее отработанную скважину пускают в шлейф.

Основные условия эффективного применения ТПАВ в скважинах: отсутствие интенсивного притока пластовых вод, наличие столба жидкости в стволе скважины, скорость газожидкостного потока в лифтовой колонне — не менее 2 м/с.

Главная проблема, которая возникает при массовом использовании ТПАВ, — образование устойчивых пенных систем, что приводит к снижению качества промысловой подготовки газа.

Для решения проблем удаления воды с забоев газовых скважин Восточно-Таркосалинского месторождения был проведен геолого-промысловый анализ данных с целью удаления воды с забоев скважин и увеличения их продуктивности.

На данном периоде разработки месторождения в скважинах с горизонтальным окончанием предлагается удалять жидкость с забоев скважин, используя ТПАВ, которые в виде шаров через лубрикатор вводятся в скважину и скатываются в горизонтальную часть ствола. Далее скважина останавливается на технологический отстой на 2 часа и запускается в работу, но при отработке скважины в шлейф давление на устье постоянно падает, и скважина не выходит на установившийся режим, при котором скорость газового потока обеспечивала вынос жидкости с забоя.

Главная причина скопления жидкости на забоях газовых скважин — низкая разница рабочего давления и давления в шлейфе в пределах одного куста

скважин, что приводит к накоплению жидкости на забоях скважин. При работе газовых скважин в шлейф необходимо, чтобы рабочее давление у скважины было значительно больше, чем давление в шлейфе.

# Результаты и обсуждение

Одним из наиболее широко используемых методов выноса жидкости с забоев газовых скважин является замена лифтовых колонн диаметром 168 мм на колонны диаметром 114 мм, что обеспечивает увеличение скорости потока газа для выноса жидкости с забоев скважин [14, 15]. Лифтовые колонны меньшего диаметра были установлены в скважинах Уренгойского, Ямбургского, Медвежьего месторождений, что обеспечило вынос жидкости с забоев скважин, однако примерно через восемь месяцев после замены лифтовых колонн условия выноса жидкости ухудшились.

Другой технологией эксплуатации обводнившихся газовых скважин является использование концентрических и плунжерных лифтовых систем.

Технология использования концентрического лифта позволяет выбрать такой режим эксплуатации обводнившихся скважин, при котором в центральной лифтовой колонне поддерживается дебит газа, превышающий на 50 % минимальный дебит газа, необходимый для удаления жидкости с забоя скважины. При выборе технологического режима эксплуатации скважины с концентрическими лифтовыми колоннами требуется поддерживать давление на забое скважины, при котором не происходит разрушения призабойной зоны.

Технологии эксплуатации скважин с применением плунжерного лифта пока не получили массового распространения из-за постоянных сбоев оборудования по технологическим причинам. Одной из основных проблем использования плунжерного лифта является несоответствие размеров фонтанных арматур, овальность и несоосность их элементов.

В качестве альтернативной технологии для удаления жидкости из низкодебитных скважин предлагается использовать закачку газа в затрубное пространство от соседних газовых скважин, в результате возрастает скорость газожидкостного потока в лифтовых трубах, и обеспечивается вынос жидкости с забоев скважин [16].

Основными причинами обводнения эксплуатационных скважин на Медвежьем, Уренгойском, Ямбургском месторождениях являются падение пластового давления в продуктивных пластах, активное продвижение подошвенных вод, что приводит к обводнению перфорированных интервалов продуктивного пласта.

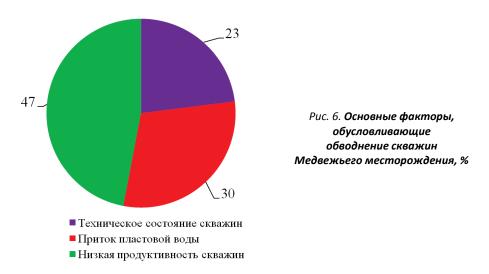
Наличие межколонных давлений при эксплуатации скважин также является одним из осложнений. Одна из причин наличия межколонных давлений — плохое качество цементирования и недоподъем тампонажного раствора за обсадной колонной до устья при выходе скважины из бурения. Плохое качество цементирования скважин также способствует образованию межпластовых перетоков и преждевременному их обводнению.

По данным геолого-промыслового анализа эксплуатации скважин Медвежьего месторождения было установлено, что при работе скважин вынос пластовой воды составляет более 30 % от объема выносимой жидкости, а при проведении анализов было установлено наличие пластовой воды более 80 % в продукции двенадцати скважин.

При определении генезиса воды, скапливающейся на забое газовых скважин, было установлено, что минерализация сеноманской воды варьируется в пределах от 17 до 22 г/дм<sup>3</sup>. Минерализация конденсационной воды не превышает 1 г/дм<sup>3</sup>, а минерализация технической воды составляет более 40 г/дм<sup>3</sup>.

В пределах минерализации от 1 до 17 г/дм<sup>3</sup> генезис жидкости определяется как конденсационная с примесью пластовой или пластовая с примесью конденсационной. При минерализации воды от 17 до 40 г/дм<sup>3</sup> генезис жидкости определяется как пластовая с примесью технической или техническая с примесью пластовой. Таким образом, разрабатываемые составы ПАВ должны обеспечить вспенивание жидкости с минерализацией от 1 до 13 г/дм<sup>3</sup> и с минерализацией более 40 г/дм<sup>3</sup> [17].

Основными факторами, обусловливающими обводнение скважин, являются их низкая продуктивность, притоки пластовой воды и плохое техническое состояние (рис. 6).



## Выводы

Для решения проблем обводнения газовых скважин в поздней стадии разработки месторождений необходим комплексный анализ режимов работы скважин, включающий изучение технического состояния скважин и геологопромысловые условия добычи газа. Основными ГТМ для поддержания режима работы самозадавливающихся скважин на газовых месторождениях являются проведение капитального ремонта скважин с целью ликвидации водопритоков; периодическая продувка скважин с выпуском газа в атмосферу; технологии концентрического и плунжерного лифтов; циклическая закачка сухого газа в затрубное пространство скважины; обработка забоев скважин твердыми и жидкими ПАВ.

## Библиографический список

- 1. Рассохин Г. В. Завершающая стадия разработки газовых и газоконденсатных месторождений. М.: Недра, 1977. 190 с.
- 2. Токунов В. И., Саушин А. 3. Технологические жидкости и составы для повышения продуктивности нефтяных и газовых скважин. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2004. 711 с.
- 3. Мамедов Ю. Г. Мировой опыт изучения и внедрения физико-химических методов увеличения нефтеотдачи пластов // Российский химический журнал. 1995. Т. 39, № 5. С. 13–16.
- 4. Бабалян Г. А. К вопросу теории действия поверхностно-активных веществ (ПАВ) на процесс освоения скважин // Вопросы технологии добычи нефти и бурения нефтяных скважин: сб. тр. Вып. 6. Уфа: УГНТУ, 1996. С.12–21.

- 5. Одишария Г. Э., Точигин А. А. Прикладная гидродинамика газожидкостных смесей. М.: Всеросс. науч.-исслед. ин-т природных газов и газовых технологий, Ивановский государственный энергетический университет, 1998. 400 с.
- 6. Поздышев Г. М. Применение поверхностно-активных веществ и других химических реагентов в нефтедобывающей промышленности // Сб. БашНИПИнефть. Вып. IV. М.: Недра, 1970. 312 с.
- 7. Maximize production by continuously dropping soap sticks throughout the day and night. Available at: https://jandjsolutionsllc.com/products/automatic-soap-stick-launcher/.
- 8. Кондрат Р. М., Билецкий М. М. Совершенствование методов эксплуатации обводнившихся газовых скважин // Обзор, информ. сер. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. № 9. М.: ВНИИЭГазпром, 1980. 56 с.
  - 9. Soap Sticks. Available at: https://jandjsolutionsllc.com/products/soap-sticks/.
  - 10. Soft Soap Sticks. Available at: http://fisher-stevens.com/index.html.
  - 11. Soapsticks. Available at: https://foamtechinc.com/products/soapsticks/.
- Выбор конструкции забоя сеноманских горизонтальных скважин / Н. Н. Закиров [и др.] // Бурение и нефть. – 2007. – № 5. – С. 30–31.
- 13. Совершенствование технологий освоения туронских залежей севера Западной Сибири: обзорная информация / И. Е. Якимов [и др.]. М.: Газпром, 2008. 82 с.
- 14. Паникаровский В. В., Паникаровский Е. В. Эксплуатация газовых скважин на поздней стадии разработки месторождений // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. -2017. -№ 5 С. 85–89. DOI: 10.31660/0445-0108-2017-5-85-89
- 15. Новое в процессе реконструкции самозадавливающихся газовых скважин на завершающей стадии разработки месторождений Западной Сибири / Д. С. Леонтьев [и др.] // Бурение и нефть. 2015. № 11. С. 22–24.
- 16. Ваганов Ю. В. Методология капитального ремонта скважин в современных условиях эксплуатации сеноманской залежи // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. -2016. № 1. С. 34–38. DOI: 10.31660/0445-0108-2016-1-34-38
- 17. Паникаровский Е. В., Паникаровский В. В. Основные причины остановки газовых скважин на заключительной стадии разработки месторождений // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. -2017. -№ 3. -C. 85–89. DOI: 10.31660/0445-0108-2017-3-85-89

#### Сведения об авторах

# Паникаровский Евгений Валентинович, к. т. н., доцент кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: panikarovskijev@tyuiu.ru

Паникаровский Валентин Васильевич, д. т. н., профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Ваганов Юрий Владимирович к. т. н., доцент кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

#### Information about the authors

Evgeny V. Panikarovskii, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Drilling Oil and Gas Wells, Industrial University of Tyumen, e-mail: panikarovskijev@tyuiu.ru

Valentin V. Panikarovskii, Doctor of Engineering, Professor at the Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen

**Yuriy V. Vaganov,** Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Drilling Oil and Gas Wells, Industrial University of Tyumen