

## ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РЕЖИМ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОВЫХ И ГАЗО- КОНДЕНСАТНЫХ СКВАЖИН НА МЕДВЕЖЬЕМ ГАЗОВОМ МЕСТОРО- ЖДЕНИИ

Кусов Г. В.<sup>1</sup>, Савенок О. В.<sup>2</sup>, Березовский Д. А.<sup>3</sup>

<sup>1</sup>ФГАОУ ВО «Северо-Кавказский федеральный университет», [de\\_france@mail.ru](mailto:de_france@mail.ru)

<sup>2</sup>ФГБОУ ВО «Кубанский государственный технологический университет»,  
[olgasavenok@mail.ru](mailto:olgasavenok@mail.ru)

<sup>3</sup>Филиал ООО «Газпром добыча Краснодар», Каневское газопромысловое управление,  
[daberezovskiy-gaz@rambler.ru](mailto:daberezovskiy-gaz@rambler.ru)

В статье рассмотрен технологический режим эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин. Показано, что газогидродинамическое обоснование режима эксплуатации газовых, газоконденсатных и газонефтяных скважин является важнейшей задачей проектирования разработки месторождений и непосредственно влияет на экономические показатели добычи газа. От правильности выбранного технологического режима эксплуатации скважин зависит объём капитальных вложений на разбуривание месторождения и эксплуатационных затрат, а также надёжность добычи газа на месторождении. Приведено обоснование и выбор технологического режима. Показаны критерии для обоснования технологического режима работы скважин и даны рекомендации по выбору технологического режима.

**Ключевые слова:** технологический режим эксплуатации; обоснование и выбор технологического режима; критерии для обоснования технологического режима; температурный режим работы скважины; деформация пласта в призабойной зоне; расчёт допустимой депрессии на пласт; рекомендации по выбору технологического режима.

### 1. Введение

Медвежье месторождение является первенцем газовой промышленности на севере Тюменской области. Разработка сеноманской газовой залежи началась в 1972 году, когда была запущена самая южная УКПГ-2.

Медвежье газовое месторождение (ГМ) расположено на территории Надымского района Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области, географически приурочено к восточной краевой части бассейна р. Надым Нижнеобского бассейна стока вод и простирается в субмеридиональном направлении с юга на север от р. Правая Хетта до юго-восточной границы Обской губы.

Под технологическим режимом эксплуатации газовых (газоконденсатных, нефтяных) скважин понимается поддержание на забое (устье) скважин заданных условий изменения дебита или (и) давления, осуществляемых в результате их регулирования и обеспечивающих соблюдение правил охраны недр, окружающей среды и безаварийную эксплуатацию скважин.

Некоторые технологические режимы эксплуатации скважин можно выразить математическими формулами. Другие технологические режимы эксплуатации скважин основаны на определённых принципах, которые обуславливают ограничение дебита или забойного давления. В данной статье технологические режимы эксплуатации скважин, подключённых к УКПГ-4 Медвежьего ГМ, рассматриваются как граничные условия по скважинам, которые необходимо учитывать в процессе проектирования – при определении прогнозных показателей разработки месторождений природных газов.

Надёжность выбранного технологического режима эксплуатации зависит от достоверности информации, получаемой в основном газогидродинамическими, газоконденсатными и промыслово-геофизическими исследованиями скважин.

Газогидродинамическое обоснование режима эксплуатации газовых, газоконденсатных и газонефтяных скважин является важнейшей задачей проектирования разработки месторождений и непосредственно влияет на экономические показатели добычи газа. От правильности выбранного технологического режима эксплуатации скважин зависит объём капитальных вложений на разбуривание месторождения и эксплуатационных затрат, а также надёжность добычи газа на месторождении. В отличие от ряда отраслей народного хозяйства, где режим ограничен жёсткими условиями, технологический режим на газовых, газоконденсатных и газонефтяных скважинах часто выбирается на базе недостаточно точной и отчасти

изменчивой информации. Поэтому технологический режим эксплуатации скважин не всегда достаточно обоснован и однозначен. Степень условности выбранного режима зависит от фактора субъективизма, качества и количества исходной информации, от числа факторов, влияющих на технологический режим.

При установлении технологического режима эксплуатации скважин используются данные, накопленные в процессе поиска, разведки и эксплуатации месторождения путём изучения его геологического строения, проведения газогидродинамических, газоконденсатных, геофизических и лабораторных исследований свойств пористой среды и содержащейся в ней газов, конденсата, нефти и воды. Количество и качество этих исследований не всегда соответствует нормам и положениям, соблюдение которых по правилам разработки является обязательным. Эти отклонения в большинстве случаев закономерны и связаны со спецификой газодобывающей индустрии. Как правило, газовые залежи неоднородны по площади и разрезу, их емкостные и фильтрационные параметры, запасы газа, конденсата определяются неточно, особенно в начальный период разработки, когда отсутствует достаточное количество скважин для получения необходимой информации.

На технологический режим влияет множество факторов, и поэтому при недостаточном изучении каждого из них установленный режим оказывается неправильным. Для установления обоснованного технологического режима необходимо учесть:

- географические и метеорологические условия района расположения месторождения, наличие слоя многолетней мерзлоты; форму, тип, размеры и режим залежи; емкостные и фильтрационные параметры пластов, глубину и последовательность их залегания, наличие гидродинамической связи между пропластками; запасы газа, конденсата и нефти, наличие и активность подошвенных вод;
- условия вскрытия пласта в процессе бурения, свойства промывочной жидкости, степень загрязнения призабойной зоны промывочной жидкостью; устойчивость пласта к разрушению; влияние изменения давления на параметры пласта, водонефтегазонасыщенность пластов; совершенство скважин по степени и характеру вскрытия;

- составы газа, конденсата, воды и нефти, наличие в составе газа коррозионно-активных компонентов,  $H_2S$ ,  $CO_2$ , ртути и др.; присутствие органических кислот в пластовой воде; физико-химические свойства газа, конденсата, нефти и воды и их изменение по площади и по разрезу; влагосодержание газа;

- конструкцию скважин, оборудование забоя и устья скважины; схему сбора, очистки и осушки газа на промысле, условия транспортировки газа; техническую и технологическую характеристики применяемого скважинного и промыслового оборудования;

- условия потребления газа и жидкости по темпу отбора, неравномерность потребления, теплотворную способность газа и т.д.

Учёт всех факторов невозможен из-за того, что некоторые из них противоречат друг другу. Кроме того, часть этих факторов не поддаются учёту. Для установления технологического режима эксплуатации скважин с учётом всех факторов должны быть обоснованы и рекомендованы соответствующие принципы и математические модели. Часть этих факторов, влияющих на режим эксплуатации скважин, заблаговременно можно исключить. К основным факторам, влияющим на режим эксплуатации, относятся:

- деформация и устойчивость к разрушению продуктивного разреза;
- наличие активной подошвенной или краевой воды (нефти), способной сравнительно быстро обводнить скважину;
- условия, степень и характер вскрытия с учётом анизотропии пласта;
- наличие коррозионно-активных компонентов в составе газа и пластовой воды, концентрация этих компонентов, давление, температура и скорость потока по стволу;
- возможность образования жидких и песчаных пробок в процессе эксплуатации;
- многопластовость, различие состава газа, давлений и температур отдельных пропластков, наличие гидродинамической связи между ними, различие уровня газожидкостных контактов, неоднородность разреза месторождения.

По мере истощения месторождения, продвижения подошвенной и краевой вод, снижения дебита и давлений, изменения состава добываемой продукции наступает время, когда установленный режим не обеспечивает нормальную работу скважины. Тогда производят замену одного режима другим.

При соблюдении принципов установления технологического режима эксплуатации скважин будет достигнута рациональная разработка месторождений. Если при выборе технологического режима искусственно снижена производительность скважин, то это приведёт к увеличению капиталовложений и эксплуатационных расходов в процессе разработки.

## **2. Обоснование и выбор технологического режима**

На стадии доразработки месторождения технологический режим эксплуатации скважин практически не влияет на их число, но предопределяет величину отбора из месторождения и устойчивость работы. На технологический режим работы скважины влияют:

- устойчивость коллекторов к разрушению;
- образование песчано-жидкостных пробок на забое;
- образование гидратов в пласте и скважине;
- подключение нескольких скважин в один коллектор;
- обводнение скважин подошвенной и краевой водой;
- степень вскрытия пласта скважинами;
- потери давления в пласте и стволе скважины.

Продуктивные коллектора сеноманской залежи Медвежьего месторождения слабоустойчивые, и поэтому в процессе эксплуатации происходит разрушение пласта в призабойной зоне. При неправильно выбранной конструкции скважин разрушение призабойной зоны приводит к образованию пробки, вследствие чего производительность скважин падает.

Медвежье месторождение относится к типу массивных, и поэтому в процессе эксплуатации возникает опасность обводнения скважин подошвенной водой,

что требует выбора такой допустимой депрессии на пласт, при которой опасность обводнения скважин, хотя бы временно, предотвращается.

Одним из существенных факторов, влияющих на технологический режим работы скважин, является подключение их в общий коллектор. Обязка скважин в общий коллектор приводит к расчёту технологического режима в «обратном» направлении, т.е. по схеме «коллектор – ствол – пласт». При этом необходим учёт расположения скважин относительно направления потока в коллекторе, конструкции НКТ, величины градиента давления в пласте, ограниченного возможностью разрушения призабойной зоны и величины депрессии, ограниченной вероятностью обводнения скважин подошвенной водой.

Таким образом, технологический режим работы скважин должен быть обоснован с учётом возможности разрушения призабойной зоны, образования пробки, обводнения подошвенной водой, а также подключения куста скважин в общий коллектор.

Одной из основных задач обоснования технологического режима работы скважин является анализ накопленных данных по результатам исследования и эксплуатации за истекший с ввода месторождения в разработку период. Эти результаты позволяют обобщить полученные связи между давлением, температурой, депрессией, дебитом, вскрытием пласта скважинами, потерями давления по стволу, конструкцией скважин, изменением положения газоводяного контакта и другими параметрами во времени.

Анализ полученных материалов позволяет скорректировать объёмы и качество проведённых исследований, сгруппировать скважины по конструкциям, депрессиям на пласт, по потерям давления в стволе скважин и другим показателям.

### **3. Критерии для обоснования технологического режима работы скважин**

Для перечисленных выше факторов, предопределяющих режим эксплуатации газовых скважин Медвежьего месторождения, необходимо использовать следующие аналитические выражения критериев технологических режимов:

- $\frac{dP}{dR} = \text{const}$  , т.е. *режим постоянного градиента*, обеспечивающий эксплуата-

цию скважин без разрушения призабойной зоны пласта;

- $\Delta P = P_{пл} - P_{заб} = \text{const}$  , т.е. *режим постоянной депрессии на пласт*, обеспечивающий эксплуатацию без обводнения скважин подошвенной или краевой водой, без деформации коллектора, без смятия колонны;

- $v = \text{const}$  , т.е. *режим постоянной скорости потока газа в стволе скважины в зоне интервала перфорации*, обеспечивающий вынос поступающих жидких и твёрдых примесей на забой скважины, начиная от нижних отверстий интервала перфорации (может быть обеспечен выбором диаметра и глубины спуска фонтанных труб практически при любом дебите скважин);

- $P_{уст} < P_p$  и  $T_{уст} > T_p$  , т.е. *режим безгидратной эксплуатации скважины на поздней стадии разработки*, когда дебиты станут незначительными (может быть обеспечен путём ингибирования скважины, когда устьевая температура ниже температуры гидратообразования);

- $P_{уст} = P_{колл} = \text{const}$  , т.е. *режим постоянного давления в коллекторе*, к которому подключены скважины с различными конструкциями, депрессиями на пласт и дебитами (может быть обеспечен путём изменением диаметра и глубины спуска НКТ);

- $P_{заб} = \text{const}$  , т.е. *режим постоянного забойного давления*, используется для предотвращения выпадения конденсата при разработке газоконденсатных месторождений.

Из вышеперечисленных критериев наиболее существенными и практически неустраняемыми являются критерии, связанные с разрушением призабойной зоны пласта и обводнением скважин подошвенной водой. Поэтому эти факторы, влияющие на режим работы скважины, являются определяющими.

К настоящему времени не разработаны какие-либо надёжные способы устранения влияния этих факторов, существенно ограничивающих производительность

газовых скважин и надёжность их устойчивой эксплуатации. Предложенные различные технологии по укреплению призабойной зоны носят временный характер.

Имеющиеся теоретические разработки и практические попытки создания искусственных непроницаемых экранов для изоляции подошвенных вод также оказались не надёжными и не гарантируют длительной безводной эксплуатации газовых скважин.

В условиях разрушения призабойной зоны пласта обоснование технологического режима работы скважин сводится не к их эксплуатации без разрушения пласта, а к определению режима эксплуатации с указанием того, с какой интенсивностью должно происходить разрушение. При этом необходимо учесть производительность скважин, условие выноса продуктов разрушения на поверхность, различие давления в скважинах, подключённых к одному коллектору, и опасность обводнения скважин подошвенной водой.

Принятые по скважинам Медвежьего месторождения допустимые депрессии с позиции разрушения призабойной зоны носят чисто условный характер, свидетельством этого является превышение дебита скважин над дебитом, предусмотренным технологическим режимом, почти в два раза при необходимости обеспечения запланированного отбора газа из отдельных зон залежи.

Процесс образования конуса подошвенной воды является нестационарным и все предложенные к настоящему времени аналитические методы определения безводного дебита газовых скважин базируются на стационарности конуса и поэтому пригодны только для конкретного момента времени. Причём при получении аналитической зависимости между допустимой депрессией на пласт и безводным дебитом приняты также упрощённые условия, которые могут существенно отличаться от реальных.

Технологические режимы скважин Медвежьего месторождения будут обосновываться, в первую очередь, разрушением призабойной зоны пласта, обводнением подошвенной водой и наличием ММП.

#### **4. Температурный режим работы скважины**

При низкой температуре пласта, окружающей ствол скважины, среды и наличии влаги в газе, что имеет место на Медвежьем месторождении, создаются условия для образования гидратов в призабойной зоне и в стволе скважины, что вызывает осложнения в работе и снижает надёжность добычи газа. Исключить возможность гидратообразования и повысить надёжность эксплуатации скважин можно путём правильного выбора технологического режима работы или закачкой антигидратных ингибиторов в скважину. В условиях гидратообразования следует определить температурный технологический режим работы скважины, увязывая его с равновесным давлением и температурой гидратообразования. Равновесные давление и температура гидратообразования зависят от состава газа, влагосодержания, теплофизических свойств и параметров окружающей ствол скважины среды и др.

Для установления температурного технологического режима работы необходимо определить изменение дебита, давления и температуры газа и увязать эти изменения с равновесными давлением и температурой гидратообразования, используя при этом уравнение притока газа к скважине, уравнение движения газа по стволу, аналитическую или экспериментальную зависимость между давлением и равновесной температурой гидратообразования и уравнение изменения температуры в пласте и в стволе работающей скважины. Для безгидратного режима эксплуатации необходимо, чтобы при определённом дебите (давлении) температура газа была выше равновесной температуры гидратообразования  $T_p$ .

Распределение давления от забоя скважины до их устья

$$P_x = [P_y^2 \cdot e^{2 \cdot S} + \Theta \cdot Q^2]^{0,5}, \quad (1)$$

где

$$S = \frac{0,03415 \cdot \bar{\rho} \cdot X}{Z_{cp} \cdot T_{cp}}; \quad (2)$$

$$\Theta = \frac{0,01413 \cdot 10^{-10} \cdot \lambda \cdot Z_{cp}^2 \cdot T_{cp}^2 \cdot (e^{2 \cdot S} - 1)}{d_{вн}^5}; \quad (3)$$

$\rho$  – относительная плотность газа;

$x$  – расстояние от устья скважины до сечения, на котором определяется давление;

$Z_{cp}$  – коэффициент сверхсжимаемости газа при  $T_{cp}$  и  $P_{cp}$ ;

$$T_{cp} = \frac{T_{уст} + T_x}{2}; \quad (4)$$

$T_x$ ,  $P_x$  – температура и давление на глубине ( $T_x$  определяется из линейной зависимости между  $T_{уст}$  и  $T_{заб}$ , а  $P_x$  – методом последовательных приближений; при наличии зоны многолетней мерзлоты в её пределах  $T_x$  остаётся постоянной величиной);

$\lambda$  – коэффициент гидравлического сопротивления труб, определяемый из графика или по таблицам;

$d_{вн}$  – внутренний диаметр труб по которым движется газ.

#### 4.1. Распределение температуры газа по стволу скважины

Распределение температуры по стволу скважины определяется в два этапа:

1) сначала определяют распределение температуры от забоя до нижней границы мерзлоты  $L_{нм}$ ;

2) далее определяют распределение температуры от нижней границы мерзлоты  $L_{нм}$  до устья скважины.

При наличии многолетней мерзлоты распределение температуры от забоя до нижней границы мерзлоты определяется по формуле:

$$T_{L_{нм}} = T_{пл} - \Gamma \cdot L_{нм} - \Delta T \cdot e^{-\alpha \cdot L_{нм}} + \frac{1 - e^{-\alpha \cdot L_{нм}}}{\alpha} \cdot \left[ \Gamma - D_i \cdot \frac{P_{заб} - P_{L_{нм}}}{L_{нм}} - \frac{A}{C_p} \right], \quad (5)$$

где  $T_{пл}$  – пластовая температура;

$\Gamma$  – геотермический градиент, определяемый ниже зоны мерзлоты по формуле:

$$\Gamma = \frac{(T_{пл} - T_{L_{нм}})}{(L - L_{нм})}, \quad (6)$$

$L$  – общая глубина забоя по вертикали;

$L_m$  – глубина нижней границы мерзлоты от устья;

$L_{nm}$  – расстояние от забоя до нижней границы мерзлоты;

$\alpha$  – функция, определяемая из равенства:

$$\alpha = \frac{2 \cdot \pi \cdot \lambda_n}{G \cdot C_p \cdot f(\tau)}; \quad (7)$$

$$f(\tau) = \ln \left[ 1 + \sqrt{\frac{\pi \cdot \lambda_n \cdot \tau}{C_n \cdot R_c^2}} \right]; \quad (8)$$

$\lambda_n$  – теплопроводность пород на участке от забоя до нижней границы мерзлоты;

$G$  – массовый расход газа, кг/час;

$C_p$  – теплоёмкость газа для средних значений давления и температуры от забоя до нижней границы мерзлоты;

$C_n$  – объёмная теплоёмкость пород на том же участке (значения  $\lambda_n$  и  $C_n$  для различных по минералогическому составу пород приведены в таблицах);

$D_i$  – коэффициент Джоуля-Томсона, определённый по средним значениям  $P$  и  $T$  на участке ниже зоны мерзлоты;

$P_{заб}$  и  $P_{L_{nm}}$  – давления соответственно забойное и на нижней границе мерзлоты;

$A$  – термический эквивалент работы.

## 4.2. Распределение температуры в интервале мерзлоты

Распределение температуры в интервале мерзлоты определяется по следующей формуле:

$$T_x = T_{L_{nm}} - \Gamma_m \cdot x + \frac{1 - e^{-\alpha_m \cdot x}}{\alpha_m} \cdot \left[ \Gamma_m - D_{im} \cdot \frac{P_{L_{nm}} - P_x}{x} - \frac{A}{C_p} \right] \cdot \beta, \quad (9)$$

где  $\Gamma_m$  – геотермический градиент в мерзлой зоне, определяемый по формуле:

$$\Gamma_m = \frac{T_{L_{nm}} - T_{nc}}{L_{nm} - L_{nc}}; \quad (10)$$

$T_{nc}$  – температура нейтрального слоя на глубине этого слоя  $h_{nc}$ ;

$x$  – произвольное расстояние от нижней границы по направлению к устью.

Функция  $\alpha_m$  определяется формулой

$$\alpha_m = \frac{2 \cdot \pi \cdot \lambda_m}{G \cdot C_p(\tau)}; \quad (11)$$

$$f(\tau) = \ln \left[ 1 + \sqrt{\frac{\pi \cdot \lambda_m \cdot \tau}{C_{nm} \cdot R_c^2}} \right], \quad (12)$$

где  $\lambda_m$  – теплопроводность мёрзлых пород;

$C_{pm}$  – теплоёмкость газа, определяемая по средним  $P$  и  $T$  в мёрзлой зоне;

$C_{nm}$  – объёмная теплоёмкость мёрзлых пород (значения  $\lambda_m$  и  $C_{nm}$  определяются графическим путём или по таблицам);

$\beta$  – безразмерный коэффициент, определяемый по формуле:

$$\beta = \frac{T_m - T_z}{T_z^2}; \quad (13)$$

$T_m$  – температура мёрзлой породы;

$T_z$  – среднегодовая температура поверхности почвы.

## **5. Деформация пласта в призабойной зоне и её влияние на режим эксплуатации скважин**

Коллектора нефти и газа представляют собой физические тела, состоящие из скелета, который сложен зёрнами различных минералов, соединённых цементирующим веществом, и поровым пространством, заполненный флюидами. Находясь на больших глубинах, коллекторы испытывают действие давления и температуры. Поэтому при изменении давления и температуры изменяются физические, ёмкостные и фильтрационные свойства горных пород. Эти изменения в ряде случаев влияют на показатели разработки газовых месторождений и на технологический режим эксплуатации скважин.

Как правило, технологический режим эксплуатации скважин при наличии возможности разрушения призабойной зоны устанавливается по содержанию частиц породы, составляющей продуктивный пласт, в породуловителе на устье скважины. Этот показатель может служить необходимым и достаточным условием

для установления технологического режима эксплуатации скважины только тогда, когда конструкция скважины и скорость потока по стволу обеспечивают вынос частиц породы на поверхность. Достаточно часто встречаются случаи, когда происходит разрушение пласта, а скорость газового потока не обеспечивает вынос частиц породы. Это приводит к образованию песчаных пробок на забое и псевдо-сжиженного слоя в стволе скважины.

До настоящего времени в условиях разрушения пласта не предложены доступные и надёжные критерии для установления оптимального технологического режима эксплуатации скважин. При известном критическом градиенте давления  $\alpha$  и радиусе  $R_{кр}$  критический дебит газовой скважины определяется по формуле:

$$Q_{кр} = \frac{a^* \cdot R_{кр}}{2 \cdot b^*} \cdot \left[ -1 + \sqrt{1 + \frac{4 \cdot b^* \cdot \alpha}{a^{*2}}} \right], \quad (14)$$

$$\text{где } a^* = \frac{\mu \cdot Z \cdot T_{нл} \cdot P_{ам}}{\pi \cdot k \cdot h \cdot T_{см}}; \quad b^* = \frac{\rho_{ам} \cdot P_{ам} \cdot Z \cdot T_{нл}}{2 \cdot \pi^2 \cdot \ell \cdot h^2 \cdot T_{см}}; \quad \alpha = \left. \frac{dP}{dR} \right|_{кр}; \quad (15)$$

$\alpha$  – критический градиент, зависящий от степени сцепления частиц породы, от горного давления, скорости фильтрации и др. Параметр  $\alpha$  – основной показатель при установлении технологического режима в условиях разрушения пласта. Он должен быть определён для каждого газоносного коллектора, способного разрушаться при эксплуатации скважин.

Допустимая депрессия на пласт определяется по формуле:

$$\Delta P = \frac{a \cdot Q_{кр} + b \cdot Q_{кр}^2}{P_{нл} + P_{заб}}, \quad (16)$$

где  $a$ ,  $b$  – коэффициенты фильтрационного сопротивления, определяемые по результатам исследования.

Между  $a$ ,  $b$  и  $a^*$ ,  $b^*$  имеется следующая связь:

$$a = a^* \cdot \ln \frac{R_{к}}{R_{кр}}; \quad b = b^* \cdot \left( \frac{1}{R_{кр}} - \frac{1}{R_{к}} \right). \quad (17)$$

Правильность установленного технологического режима эксплуатации зависит от наличия и точности величины  $\alpha$ . Поэтому необходимо в комплекс параметров, подлежащих лабораторному определению, включить в обязательном порядке и величину  $\alpha$ . Если в процессе эксплуатации скважины при заданном градиенте давления из пласта выносятся только мелкие частицы и скелет породы не разрушается, то это в условиях полного выноса мелких частиц приводит к увеличению дебита скважины во времени.

## 6. Расчёт допустимой депрессии на пласт

$$P(r) = \sqrt{P_{заб}^2 + Q \cdot a^* \cdot \ln \frac{r}{r_c} + Q^2 \cdot b^* \cdot \left( \frac{1}{r_c} - \frac{1}{r} \right)}; \quad (18)$$

$$P(r) = \sqrt{5,568^2 + 910 \cdot 0,052212 \cdot \ln \frac{0,11}{0,1} + 910^2 \cdot 0,00004 \cdot \left( \frac{1}{0,1} - \frac{1}{0,11} \right)} = 5,599 \text{ МПа};$$

$$\alpha = \frac{5,599 - 5,568}{0,11} = 0,28 \text{ МПа};$$

$$Q_{кр} = \frac{0,052212 \cdot 0,1}{2 \cdot 0,00004} \cdot \left[ -1 + \sqrt{1 + \frac{4 \cdot 0,28 \cdot 0,00004}{0,052212^2}} \right] = 1375 \text{ тыс. м}^3/\text{сут.};$$

$$v_{кр} = 0,52 \cdot \frac{Q_{кр} \cdot Z \cdot T_{заб}}{d^2 \cdot P_{заб}} = 0,52 \cdot 10^{-5} \cdot \frac{1,375 \cdot 0,87 \cdot 301}{0,1^2 \cdot 5,46} = 4,927 \text{ м/с};$$

$$\Delta P = \frac{0,447 \cdot 1375 + 0,0004 \cdot 1375^2}{6,06 + 5,46} = 0,657 \text{ МПа.}$$

Из расчёта видно, что скважины работают, не превышая предельно допустимого дебита. Рассчитаем скорость на забое скважины и посмотрим, выполняется ли условие выноса механических примесей на поверхность  $v > v_{кр}$ .

### 6.1. Вариант 1.

Колонна НКТ спущена до кровли продуктивного горизонта:

$$v = 0,52 \cdot 10^{-5} \cdot \frac{Q \cdot Z \cdot T_{пл}}{D_{эк}^2 \cdot P_{заб}} = 0,52 \cdot 10^{-5} \cdot \frac{910 \cdot 0,87 \cdot 301}{0,219^2 \cdot 5,46} = 2,71 \text{ м/с.}$$

## 6.2. Вариант 2.

Колонна НКТ спущена до забоя:

$$v = 0,52 \cdot 10^{-5} \cdot \frac{Q \cdot Z \cdot T_{пл}}{D_{в.нкт}^2 \cdot P_{заб}} = 0,52 \cdot 10^{-5} \cdot \frac{910 \cdot 0,87 \cdot 301}{0,153^2 \cdot 5,46} = 5,55 \text{ м/с.}$$

Из расчёта видно, что вынос будет обеспечиваться, если колонну НКТ спустить до забоя скважин.

## 7. Влияние высоты пробки на производительность скважин

Анализ результатов исследования, данных технологических режимов работы скважин и их технических характеристик указывает на наличие песчаной пробки в значительном числе скважин. Приведённые данные по текущей глубине забоев, нижнего интервала перфорации, глубины спуска и диаметра НКТ, а также дебита скважин по технологическим режимам, утверждённым ПАО «Газпром», показывают, что высота пробок в разных скважинах зависит от различных факторов и меняется от нескольких метров до нескольких десятков метров. Причём иногда наличие пробки имеет место и в случае, когда башмак НКТ находится ниже нижнего отверстия интервала перфорации. В таких случаях сомнение вызывает достоверность текущей глубины забоя. Если текущая глубина забоя определена достоверно, то можно допустить предположение о наличии псевдосжиженной песчаной пробки, то есть о наличии «висячей» пробки, которая выпадает после остановки скважины.

Наличие пробки в интервале перфорации на производительность газовых скважин влияет практически так же, как и несовершенство скважины по степени вскрытия пласта, несмотря на то, что проницаемость пробки в десятки раз выше проницаемости пласта  $k_{пл}$ . При наличии пробки, перекрывающей 50 % интервала перфорации, начиная от нижних отверстий, дебит скважины снижается на ~ 20-25 %. Дальнейшее увеличение высоты пробки приводит к более существенному снижению производительности газовых скважин. Высота пробки при общей высоте интервала перфорации около 60-100 м несущественно снижает проектные де-

биты, так как в большинстве своём  $h_{np} \leq 20$  м. Однако это не означает, что и в дальнейшем следует ориентироваться на эти показатели, так как: во-первых, в процессе разработки произойдёт снижение толщины газоносного пласта в результате обводнения залежи подошвенной водой и, во-вторых, потому, что со временем по мере снижения дебитов скважин опасность увеличения высоты пробки возрастёт.

## **8. Технологический режим эксплуатации газовых скважин, вскрывших пласты с подошвенной водой**

Проблема установления технологического режима эксплуатации газовых скважин, вскрывших пласты с подошвенной водой, относится к проблемам гидрогазодинамики высшей категории сложности. Точное решение этой задачи с учётом нестационарности процесса конусообразования, неоднородности пористой среды в вертикальном и горизонтальном направлениях, различия законов фильтрации газа и воды, формы границ разделов «газ – вода», фазовых проницаемостей и капиллярных сил практически невозможно. Несмотря на различия постановки физико-математической модели задачи о безводной эксплуатации нефтяных и газовых скважин и методов её решения, полученные до настоящего времени результаты в большинстве случаев не соответствуют фактическому режиму эксплуатации нефтяных и газовых скважин.

Поэтому, несмотря на многочисленность исследований по установлению технологического режима эксплуатации газовых скважин при наличии подошвенной воды, их предельные безводные дебиты определяются весьма приближённо. Рекомендуется использовать приведённые ниже приближённые методы для определения безводных дебитов газовых скважин, вскрывших изотропные и анизотропные пласты с подошвенной водой при нелинейном законе фильтрации газа с учётом изменения положения контакта «газ – вода» в процессе разработки залежи. Под предельным безводным дебитом понимается производительность скважины, получаемая при достижении вершины конуса воды её забоя.

Безводный дебит газовой скважины может быть определён при известном истинном положении границы «газ – вода» и распределении давления в зоне, дре-

нируемой рассматриваемой скважиной. Истинная граница раздела «газ – вода» является функцией времени, свойств среды и режима эксплуатации скважины.

Для получения безводного дебита необходимо, чтобы уровень контакта газа под скважиной был ниже перфорационных отверстий. Это означает, что в скважине необходимо создавать такую депрессию, при которой уровень воды будет меньше высоты  $H = h - h_{вс}$ . Предполагается, что максимальная высота подъема воды через пористую среду получится в том случае, если уровень воды будет определён согласно закону Паскаля.

Превышение уровня в пористой среде выше, чем по закону Паскаля, возможно только за счёт капиллярных сил. Однако подъём воды за счёт капиллярных сил для субкапиллярных каналов выше уровня, определяемого законом Паскаля, не сильно обводнит скважину подошвенной водой. Принятые условия накладывают максимальное ограничение на величину предельного безводного дебита. Поэтому из существующих в настоящее время методов определения предельного безводного дебита предлагаемый метод даёт самую низкую величину предельного безводного дебита.

## **9. Учёт влияния изменения положения ГВК на безводный дебит**

Толщина продуктивного пласта остается практически постоянной, если режим залежи газовый. Кроме того, толщина газоносного пласта остаётся постоянной, если залежь пластового типа. Тогда в процессе разработки толщина пласта в скважинах, расположенных в чисто газовой зоне, остаётся постоянной, а в зоне ГВК будет переменной. Интенсивность изменения начальной газоносной толщины зависит от активности водоносного бассейна, его размеров и упругих запасов, от темпа отборов газа и вертикальной проницаемости газоносного интервала и т.д.

Медвежье месторождение относится к массивному типу залежей, проницаемость пласта высокая и продвижение воды в газовую залежь рассматривается как продвижение подошвенной воды. Поэтому подъём ГВК идёт повсеместно в зависимости от интенсивности отбора газа и последовательности ввода в эксплуатацию отдельных участков залежи.

Наличие подошвенной воды и достаточно высокий параметр анизотропии делает возможность обводнения скважин одним из факторов, наиболее существенно влияющих на технологический режим их работы. В условиях возможного обводнения скважин подошвенной водой необходимо учесть влияние на безводный дебит следующих величин:

- изменение пластового давления в процессе разработки;
- изменение свойств газа и пластовой воды от давления;
- расстояния от ГВК до нижних отверстий интервала перфорации;
- изменение положения ГВК в процессе разработки;
- наличие связи нижнего интервала перфорации и положения ГВК;
- несовершенство скважин по степени вскрытия пласта;
- зависимости дебита скважин от депрессии на пласт.

С учётом этих предположений предельный безводный дебит скважин при подвижном контакте «газ – вода» и гиперболическом характере изменения толщины пласта будет определяться по формуле:

$$Q_{np}(t) = \frac{a^*(t) \cdot Q^*(t) \cdot R_c}{2 \cdot b^*(t)}, \quad (19)$$

где  $a^*$  и  $b^*$  – коэффициенты, определяемые из выражений:

$$a^*(t) = \frac{a_{cp}}{\ln \frac{R_k}{R_c} + C_1} = \frac{\mu(P) \cdot Z(P) \cdot P_{am} \cdot T_{nl}}{\pi \cdot k \cdot h(t) \cdot T_{cm}}, \quad (20)$$

$$b^*(t) = \frac{b_{cp}}{\frac{1}{R_c} - \frac{1}{R_k} + C_3} = \frac{\rho_{am} \cdot Z(P) \cdot P_{am} \cdot T_{nl}}{2 \cdot \pi^2 \cdot \ell \cdot h^2(t) \cdot T_{cm}}, \quad (21)$$

$a_{cp}$ ,  $b_{cp}$  – средневзвешенные по УКПГ коэффициенты фильтрационного сопротивления;

$C_1$ ,  $C_3$  – коэффициенты несовершенства по степени вскрытия скважиной пласта;

$\mu(P)$ ,  $Z(P)$  – коэффициенты вязкости и сверхсжимаемости газа, зависящие от давления;

$h(t)$  – газонасыщенная толщина пласта, зависящая от подъёма ГВК в процессе разработки.

Остальные параметры, входящие в формулы:  $P_{ам}$ ,  $T_{пл}$ ,  $T_{см}$ ,  $\rho_{ам}$ ,  $k$ ,  $R_c$ ,  $R_k$  не зависят от давления и продолжительности разработки месторождения.

$Q^*$  – безразмерный безводный дебит скважины, определяемый по формуле:

$$Q^* = \bar{h}(t) \cdot \ln \frac{\bar{R}}{\bar{h}(t)} \left\{ -1 + \sqrt{1 + \frac{k_0(t) \cdot [1 - \bar{h}(t)]}{\bar{h}(t) \cdot \left[ \ln \frac{\bar{R}}{\bar{h}(t)} \right]^2}} \right\}, \quad (22)$$

где  $\bar{R} = \frac{R_k}{R_c}$ ;  $\bar{h}(t) = \frac{h_{вс}}{h(t)}$ .

Параметр  $k_0$  определяется по формуле:

$$k_0(t) = \frac{4 \cdot b^*(t) \cdot D(t)}{R_c \cdot a^{*2}(t)}; \quad (23)$$

где  $D(t) = \frac{0,2 \cdot P_{пл}(t) \cdot g \cdot h(t) \cdot [\rho_в - \rho_г]}{\eta}$ ; (24)

$\eta$  – высота столба жидкости, обеспечивающая давление 0,1 МПа (при  $\rho_в = 1$   
 $\eta = 10$  м/0,1 МПа).

Допустимую предельную депрессию на пласт определяем по формуле:

$$\Delta P_{дон}^2 = P_{пл}^2 - P_{з.дон}^2 = (P_{пл} - P_{з.дон}) \cdot (P_{пл} + P_{з.дон}). \quad (25)$$

Введём обозначение  $P_{пл} - P_{з.дон} = \Delta P_{дон}$ , тогда

$$P_{пл} + P_{з.дон} = P_{пл} + P_{пл} - \Delta P_{дон} = 2P_{пл} - \Delta P_{дон}$$

$$\Delta P_{дон} = \frac{0,1 \cdot (h - h_{вс}) \cdot (\rho_в - \rho_г) \cdot g}{\eta}. \quad (26)$$

Результаты расчётов изменения безводного дебита скважины № 912 по годам разработки представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Результаты расчётов изменения безводного дебита скважины № 912 Медвежьего месторождения по годам разработки

Годы	$P_{пл}$	Z	$\rho$	ГВК	$h(t)$	$h_{отн}$	$a^*$	$b^*$	$\Delta P_{пр}$	D	$k_0$	$Q^*$	$Q_{пр}$
2008	110,00	0,844	91,49	1210,0	129,0	0,504	0,042	5,15E-05	4,39	2947,30	3134,21	23,77	1063,41
2009	106,20	0,846	88,07	1208,0	127,0	0,512	0,043	5,31E-05	4,23	2810,57	2988,81	23,07	1015,73
2010	101,10	0,850	83,50	1206,0	125,0	0,520	0,043	5,48E-05	4,08	2645,04	2812,78	22,19	961,88
2011	95,20	0,854	78,21	1204,4	123,4	0,527	0,044	5,62E-05	3,96	2471,22	2627,94	21,26	909,70
2012	90,10	0,858	73,65	1201,6	120,6	0,539	0,045	5,89E-05	3,72	2295,67	2441,25	20,23	846,07
2013	85,50	0,862	69,56	1200,6	119,6	0,543	0,045	5,99E-05	3,65	2168,78	2306,31	19,51	809,05
2014	80,70	0,867	65,30	1198,2	117,2	0,555	0,046	6,23E-05	3,45	2013,99	2141,71	18,54	753,35
2015	75,20	0,873	60,45	1196,0	115,0	0,565	0,047	6,48E-05	3,27	1849,89	1967,20	17,48	697,12
2016	70,26	0,878	56,13	1194,0	113,0	0,575	0,048	6,71E-05	3,10	1705,18	1813,32	16,51	646,84

## 10. Технологический режим работы скважин, подключённых в общий коллектор

На Медвежьем месторождении принято кустовое расположение скважин, это экономически оправдано, так как уменьшаются капитальные вложения на строительство и эксплуатацию транспортных дорог, прокладку промысловых коллекторов, строительство и обустройство скважин. Это также связано с экологическими требованиями по разработке и эксплуатации газовых месторождений севера Тюменской области. В частности, снижается объективный вред, наносимый почве и растительности тундры, а также уменьшается загрязнение водных ресурсов.

Работа скважин в кусте и подключение их к одному коллектору влияет на установление технологического режима. Он должен определяться условием  $P_{уст} = P_{колл}$ , т.е. давление в коллекторе должно равняться давлению в соответствующем узле подключения скважины, в основном это связано с перераспределением давления в трубопроводе.

Давление в соответствующей точке трубопровода можно определить, используя основную формулу для определения пропускной способности при стационарном движении газа:

$$Q = K \cdot D^{2,5} \cdot \sqrt{\frac{P_n^2 - P_k^2}{\lambda \cdot \bar{\rho} \cdot Z \cdot T \cdot L}} \quad (27)$$

$$\text{Отсюда } P_k = \sqrt{P_n^2 - \frac{\lambda \cdot \bar{\rho} \cdot Z \cdot T \cdot L \cdot Q^2}{K^2 \cdot D^5}}, \quad (28)$$

где  $Q$  – пропускная способность газопровода в стандартных условиях, тыс. м<sup>3</sup>/сут.;

$D$  – внутренний диаметр газопровода, м;

$P_n, P_k$  – давление в начале и в конце участка газопровода, кгс/см<sup>2</sup>;

$\lambda$  – коэффициент гидравлического сопротивления;

$\bar{\rho}$  – относительная плотность газа;

$Z$  – коэффициент сжимаемости газа;

$T$  – средняя по участку газопровода температура газа, °К;

$L$  – длина участка, м.

$$K = \frac{\pi}{4} \cdot \frac{T_{cm}}{P_{cm}} \cdot \sqrt{R_{возд}} \quad (29)$$

В литературе можно встретить различные значения коэффициента  $K$  (табл. 2). Эти значения зависят от того, в каких единицах выражены входящие в формулу величины.

Таблица 2 – Значения коэффициента  $K$

Единицы измерения, в которых выражены величины				Система единиц	Величина $K$
$Q$	$D$	$P$	$L$		
м <sup>3</sup> /с	м	Па	м	СИ	0,0385
тыс. м <sup>3</sup> /сут	см	МПа	м	промысловая	33,264
тыс. м <sup>3</sup> /сут.	м	МПа	м	промысловая	$33,264 \cdot 10^5$
м <sup>3</sup> /сут.	см	кг/см <sup>2</sup>	км	смешанная	103,156
млн. м <sup>3</sup> /сут.	мм	кг/см <sup>2</sup>	км	транспортная	$0,326 \cdot 10^6$
млн. м <sup>3</sup> /сут.	мм	МПа	км	транспортная	$3,326 \cdot 10^6$

Для обеспечения выноса с забоя твёрдых частиц и жидкости на поверхность, необходимо чтобы выполнялось условие: скорость газа на забое должна быть больше или равна 4 м/с.

### 10.1. Вариант 1.

Колонна НКТ спущена до кровли продуктивного горизонта, тогда скорость на забое определяется по формуле:

$$V_{заб} = 0,52 \cdot 10^{-5} \cdot \frac{Q_z \cdot Z_{заб} \cdot T_{заб}}{d_{эк}^2 \cdot P_{заб}}; \quad (30)$$

## 10.2. Вариант 2

Колонна НКТ спущена до забоя, тогда скорость на забое определяется так:

$$V_{заб} = 0,52 \cdot 10^{-5} \cdot \frac{Q_z \cdot Z_{заб} \cdot T_{заб}}{d_{нкт}^2 \cdot P_{заб}}. \quad (31)$$

Для обеспечения выноса механических примесей с забоя скважин и предотвращения образования песчано-жидкостных пробок необходимо, в скважинах у которых колонна НКТ спущена не до нижней границы интервала перфорации, и скорость на забое не обеспечивает вынос механических примесей на поверхность, спустить колонну НКТ до нижних отверстий перфорации. В скважинах, у которых колонна НКТ спущена до нижних отверстий перфорации, но скорость на забое также не обеспечивает вынос механических примесей на устье скважины, изменить диаметр НКТ на меньший для обеспечения необходимой скорости.

В процессе разработки Медвежьего месторождения расстояние между ГВК и нижними отверстиями интервала перфорации сокращается, что приводит к необходимости уменьшения величины допустимой депрессии или более быстрому обводнению скважин. При сохранении прежней депрессии, следует частично изолировать интервал перфорации. Наиболее рациональным вариантом по толщине изолируемого интервала является оптимальная величина вскрытия пласта. При отсутствии такой возможности следует сохранить хотя бы текущее относительное вскрытие пласта. Это означает, что интенсивность подъёма ГВК и увеличение изолированного уровня интервала перфорации должно быть синхронным.

Высокая температура в пласте и низкая депрессия на пласт обеспечивают безгидратный режим работы в системе «пласт – устье» при любых дебитах на которых будут работать скважины в процессе разработки.

Принятые в настоящее время технологические режимы эксплуатации скважин установлены исходя из условий разрушения призабойной зоны, не учитывая количественную связь между разрушением призабойной зоны и выносом продуктов разрушения, изменение коэффициентов фильтрационного сопротивления,

возможность обводнения скважин подошвенной водой, так как по значительному числу скважин принятые величины депрессий на пласт не согласуются с величиной допустимой депрессии, ограниченной вскрытием пласта, положением ГВК и его подъёмом в процессе разработки.

## **11. Рекомендации по выбору технологического режима**

Выше были детально рассмотрены основные принципы и факторы, по которым устанавливается технологический режим эксплуатации газовых скважин. Они определяются комплексным учётом геолого-промысловых и технических параметров и условий для рассматриваемой скважины и месторождения в целом. Эти параметры и условия должны быть сопоставлены, и среди них нужно выбрать тот основной фактор или сочетание факторов, которые являются определяющим в данном случае. Правильный выбор определяющего фактора – это первая задача проектировщиков он базируется на данных промыслово-геофизических и географических условий месторождения.

При выборе определяющего фактора необходимо обратить главное внимание на наличие подошвенной воды, многопластовость с существованием или отсутствием гидродинамической связи между пластами, наличие коррозионно-активных компонентов, близость контурных вод, возможность и пределы устойчивости пластов к разрушению, коллекторские свойства пластов, пластовое давление и температуру, температуру окружающей ствол скважины среды, количество жидких компонентов в газе, свойства газа и жидких компонентов, условия по осушке, очистке и транспорту газа на промысле и др. Если с учётом необходимых данных, полученных по комплексу исследовательских работ и данных опытной эксплуатации, установлен определяющий фактор, то следующей основной задачей является выбор критерия по определению оптимального технологического режима. Среди рассмотренных выше основных факторов, по которым устанавливается технологический режим работы скважин, выбор критерия сводится к следующим основным условиям.

В целом, как правило, на поздней стадии разработки газовых и газоконденсатных месторождений практически все технологические режимы сводятся к условиям, обеспечивающим вынос жидкости из ствола скважин и необходимое устьевое давление.

Независимо от принимаемого технологического режима при наличии того или иного фактора должна быть рассмотрена возможность (а такая возможность практически при наличии любого из ограничивающих факторов или при сочетании факторов имеется) повышения производительности скважин путём внедрения различных мероприятий и рекомендаций, снижающих ограничения их дебита. При проектировании разработки залежи дебиты проектно-эксплуатационных скважин должны быть определены с учётом факторов, ограничивающих их производительность. Соответствующие меры по обеспечению вновь назначенного технологического режима эксплуатации скважин должны быть предусмотрены при переходе от одного режима к другому в процессе разработки. Это условие является одной из важнейших задач проектирующей организации.

Следует отметить ещё одно из основных положений установления оптимального технологического режима. Ранее было подчёркнуто, что технологический режим эксплуатационных скважин устанавливается по данным гидродинамических исследований и эксплуатации скважин с учётом геолого-промысловых данных и технико-технологических условий. Однако не по всем факторам можно установить технологический режим только путём проведения гидродинамических исследований и эксплуатации скважин. В частности, большинство факторов, по которым устанавливается технологический режим, может быть определено предварительными прогнозными расчётами.

Соответствие прогнозных данных с практическими результатами исследований и эксплуатации скважин. Правильность выбора технологического режима в большинстве случаев определяется данными более длительной эксплуатации скважин. Это условие касается, прежде всего, газонефтяных скважин, если имеется возможность прорыва газа. Если показатели скважин не отклоняются от рекомендованных расчётным путём величин и характер их изменения идентичен с

прогноznыми данными, то выбранный технологический режим можно считать правильным. Существенные отклонения основных параметров (давления, дебита газа и жидкости, температуры и т.д.) пласта и неправильность (неточность) информации о геолого-промысловой характеристике и технических условиях пласта и скважины, либо на неверность выбранного критерия при установлении технологического режима эксплуатации скважины. Изменения в этом случае должны базироваться на результатах испытания и эксплуатации скважин.

Изложенные выше положения об установлении технологического режима и характере его изменения в процессе разработки становятся более существенными для подземных хранилищ газа ввиду цикличности процесса и изменения параметров пласта в процессе закачки и отбора.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Анализ показателей разработки месторождения «Медвежье» на примере УКПГ-4 [Электронный ресурс].
2. Булатов А.И., Савенок О.В. Осложнения и аварии при строительстве нефтяных и газовых скважин. – Краснодар: ООО «Просвещение - Юг», 2010. – 522 с.
3. Булатов А.И., Кусов Г.В., Савенок О.В. Асфальто-смоло-парафиновые отложения и гидратообразования: предупреждение и удаление: в 2 томах: учебное пособие. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2011. – Т. 1. – 348 с.
4. Булатов А.И., Кусов Г.В., Савенок О.В. Асфальто-смоло-парафиновые отложения и гидратообразования: предупреждение и удаление: в 2 томах: учебное пособие. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2011. – Т. 2. – 348 с.
5. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин: в 4 томах. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2012-2015. – Т. 1-4.
6. Булатов А.И., Волощенко Е.Ю., Кусов Г.В., Савенок О.В. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин: учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар: «Просвещение - Юг», 2011. – 603 с.
7. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2016. – 576 с.
8. Климов В.В., Савенок О.В., Лешкович Н.М. Основы геофизических исследований при строительстве и эксплуатации скважин на нефтегазовых месторождениях: учебное пособие. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2016. – 274 с.
9. Третьяк А.Я., Савенок О.В., Швеи В.В. Охрана труда и техника безопасности при бурении и эксплуатации нефтегазовых скважин: учебное пособие для студентов ВУЗов, обучающихся по направлению «Нефтегазовое дело». – Новочеркасск: Издательство «Лик», 2016. – 290 с.
10. Попов В.В., Третьяк А.Я., Савенок О.В., Кусов Г.В., Швеи В.В. Геофизические исследования и работы в скважинах: учебное пособие. – Новочеркасск: Издательство «Лик», 2017. – 326 с.
11. Кусов Г.В., Савенок О.В. Автоматизированная система управления установкой подготовки попутного нефтяного газа // Современные тенденции развития нефтегазовой и машиностроительной отраслей: сборник научных статей по материалам I Международной научно-практической конференции (25 мая 2016 года, г. Пермь) / Под общ. ред. Т.М. Сигитова. – Пермь: ИП Сигитов Т.М., 2016. – С. 21-29

12. Кусов Г.В., Савенок О.В. Анализ системы подготовки газа на Уренгойском газоконденсатном месторождении (на примере УКПГ-15) // Сборник научных трудов по материалам Всероссийской научно-практической конференции «Теоретические и прикладные исследования в области естественных, гуманитарных и технических наук» (17 июня 2016 года, г. Прокопьевск). – Прокопьевск, 2016. – С. 84-95.
13. Кусов Г.В., Богатырёв В.С., Савенок О.В. Классификация отказов и анализ работы технологического нефтепромыслового оборудования в условиях Крайнего Севера // Научно-технический журнал «Нефть. Газ. Новации». – Самара: ООО «Редакция журнала «Нефть. Газ. Новации», 2016. – № 7/2016. – С. 64-68.
14. Кусов Г.В., Савенок О.В. Анализ системы сбора и подготовки газа Бованенковского месторождения // Сборник статей научно-информационного центра «Знание» по материалам XX Международной заочной научно-практической конференции «Развитие науки в XXI веке» (13 декабря 2016 года, г. Харьков). – Харьков: научно-информационный центр «Знание». – Часть 2. – С. 22-29
15. Кусов Г.В. Характеристика системы сбора и подготовки газа на Медвежьем месторождении // Журнал «Научный форум. Сибирь». – Тюмень: ООО «Русарра», 2016. – Т. 2. – № 4. – С. 31-33.
16. Березовский Д.А., Матвеева И.С., Савенок О.В. Проблема «самозадавливания» скважин и пути её решения на Медвежьем месторождении // Научно-технический журнал «Нефть. Газ. Новации». – Самара: ООО «Редакция журнала «Нефть. Газ. Новации», 2016. – № 11/2016. – С. 53-62.
17. Кусов Г.В., Савенок О.В., Одунлами Казим Алан. Система сбора и подготовки газа на примере УКПГ-13 Уренгойского газоконденсатного месторождения // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2016. – № 4. – С. 120-133.
18. Кусов Г.В., Савенок О.В., Оливейра Жерсон Гонсалу, Жару Нелсон Жоржину. Анализ обустройства Вынгаяхинского нефтегазового месторождения // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2017. – № 1. – С. 89-110.
19. Савенок О.В. Использование колтубинговых технологий для удаления гидратных пробок и растепления скважин // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года): в 5 томах: сборник статей [под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок]. – Краснодар: Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – С. 261-264 Режим доступа: <http://id-yug.com/images/id-yug/Bulatov/2017/2/PDF/2017-V2-261-264.pdf>
20. Березовский Д.А., Кусов Г.В., Савенок О.В. Методы предупреждения и ликвидации гидратообразования при эксплуатации газовых скважин на примере месторождения Узловое // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2017. – № 2. – С. 82-108.

## REFERENCES

- 1 Analiz pokazatelej razrabotki mestorozhdeniya Medvezhe na primere UKPG-4 EHlektron-nyj resurs
- 2 Bulatov A I Savenok O V Oslozhneniya i avarii pri stroitelstve neftyanyh i gazovyh skvazhin Krasnodar ООО Prosveshchenie - YUG 2010 522 s
- 3 Bulatov A I Kusov G V Savenok O V Asfalto-smolo-parafinovye otlozheniya i gidrato-obrazovaniya preduprezhdenie i udalenie v 2 tomah uchebnoe posobie Krasnodar ООО Izdatelskij Dom YUG 2011 T 1 348 s
- 4 Bulatov A I Kusov G V Savenok O V Asfalto-smolo-parafinovye otlozheniya i gidrato-obrazovaniya preduprezhdenie i udalenie v 2 tomah uchebnoe posobie Krasnodar ООО Izdatelskij Dom YUG 2011 T 2 348 s
- 5 Bulatov A I Savenok O V Kapitalnyj podzemnyj remont neftyanyh i gazovyh skvazhin v 4 tomah Krasnodar ООО Izdatelskij Dom YUG 2012-2015 T 1-4

- 6 Bulatov A I Voloshchenko E YU Kusov G V Savenok O V *EHkologiya pri stroitelstve neftyanyh i gazovyh skvazhin uchebnoe posobie dlya studentov vuzov Krasnodar Prosveshchenie - YUg* 2011 603 s
- 7 Bulatov A I Savenok O V YAreimijchuk R S *Nauchnye osnovy i praktika osvoeniya neftya-nyh i gazovyh skvazhin Krasnodar OOO Izdatelskij Dom YUg* 2016 576 s
- 8 Klimov V V Savenok O V Leshkovich N M *Osnovy geofizicheskikh issledovanij pri stroitelstve i ehkspluatacii skvazhin na neftegazovyh mestorozhdeniyah uchebnoe posobie Krasnodar OOO Izdatelskij Dom YUg* 2016 274 s
- 9 Tretyak A YA Savenok O V SHvec V V *Ohrana truda i tekhnika bezopasnosti pri bureanii i ehkspluatacii neftegazovyh skvazhin uchebnoe posobie dlya studentov VUZov obuchayushchihsya po napravleniyu Neftegazovoe delo NovoCherkassk Izdatelstvo Lik* 2016 290 s
- 10 Popov V V Tretyak A YA Savenok O V Kusov G V SHvec V V *Geofizicheskie issledovaniya i raboty v skvazhinah uchebnoe posobie NovoCherkassk Izdatelstvo Lik* 2017 326 s
- 11 Kusov G V Savenok O V *Avtomatizirovannaya sistema upravleniya ustanovkoj podgotovki poputnogo neftyanogo gaza Sovremennye tendencii razvitiya neftegazovoj i mashinostroitelnoj otraslej sbornik nauchnyh statej po materialam I Mezhdunarodnoj nauchno-prakticheskoj konferencii 25 maya 2016 goda g Perm Pod obshch red T M Sigitova Perm IP Sigitov T M* 2016 S 21-29
- 12 Kusov G V Savenok O V *Analiz sistemy podgotovki gaza na Urengojskom gazokondensat-nom mestorozhdenii na primere UKPG-15 Sbornik nauchnyh trudov po materialam Vserossijskoj nauchno-prakticheskoj konferencii Teoreticheskie i prikladnye issledovaniya v oblasti estestvennyh gumanitarnykh i tekhnicheskikh nauk 17 iyunya 2016 goda g Prokopevsk Prokopevsk* 2016 S 84-95
- 13 Kusov G V Bogatyryov V S Savenok O V *Klassifikaciya otkazov i analiz raboty tekhnologicheskogo neftepromyslovogo oborudovaniya v usloviyah Krajnego Severa Nauchno-tekhnicheskij zhurnal Neft Gaz Novacii Samara OOO Redakciya zhurnala Neft Gaz Novacii* 2016 7 2016 S 64-68
- 14 Kusov G V Savenok O V *Analiz sistemy sbora i podgotovki gaza Bovanenkovskogo mestorozhdeniya Sbornik statej nauchno-informacionnogo centra Znanie po materialam XX Mezhdunarodnoj zaochnoj nauchno-prakticheskoj konferencii Razvitie nauki v XXI veke 13 dekabrya 2016 goda g Harkov Harkov nauchno-informacionnyj centr Znanie CHast 2* S 22-29
- 15 Kusov G V *Harakteristika sistemy sbora i podgotovki gaza na Medvezhem mestorozhdenii ZHurnal Nauchnyj forum Sibir Tyumen OOO Rusarra* 2016 T 2 4 S 31-33
- 16 Berezovskij D A Matveeva I S Savenok O V *Problema samozadavlivaniya skvazhin i puti eyo resheniya na Medvezhem mestorozhdenii Nauchno-tekhnicheskij zhurnal Neft Gaz Novacii Samara OOO Redakciya zhurnala Neft Gaz Novacii* 2016 11 2016 S 53-62
- 17 Kusov G V Savenok O V *Odunlami Kazim Alan Sistema sbora i podgotovki gaza na primere UKPG-13 Urengojskogo gazokondensatnogo mestorozhdeniya Nauchnyj zhurnal NAUKA TEKHNIKA TEKHNLOGII politekhnicheskij vestnik Krasnodar OOO Izdatelskij Dom YUg* 2016 4 S 120-133
- 18 Kusov G V Savenok O V Olivejra ZHerson Gonsalu ZHaru Nelson ZHorzhinu *Analiz obu-strojstva Vyangayahinskogo neftegazovogo mestorozhdeniya Nauchnyj zhurnal NAUKA TEKHNIKA TEKHNLOGII politekhnicheskij vestnik Krasnodar OOO Izdatelskij Dom YUg* 2017 1 S 89-110
- 19 Savenok O V *Ispolzovanie koltyubingovyh tekhnologij dlya udaleniya gidratnyh probok i rastepleniya skvazhin Bulatovskie chteniya materialy I Mezhdunarodnoj nauchno-prakticheskoj konferencii 31 marta 2017 goda v 5 tomah sbornik statej [pod obshch red d-ra tekhn nauk prof O V Savenok] Krasnodar Izdatelskij Dom YUg* 2017 T 2 *Raz-rabotka neftyanyh i gazovyh mestorozhdenij* S 261-264 *Rezhim dostupa* [http://id-yug.com/images/id-yug/Bulatov\\_2017\\_2\\_PDF\\_2017-V2-261-264.pdf](http://id-yug.com/images/id-yug/Bulatov_2017_2_PDF_2017-V2-261-264.pdf)
- 20 Berezovskij D A Kusov G V Savenok O V *Metody preduprezhdeniya i likvidacii gidratoobrazovaniya pri ehkspluatacii gazovyh skvazhin na primere mestorozhdeniya Uzlovoe Nauchnyj zhurnal NAUKA TEKHNIKA TEKHNLOGII politekhnicheskij vestnik Krasnodar OOO Izdatelskij Dom YUg* 2017 2 S 82-108

# TECHNOLOGICAL MODE OF OPERATION OF GAS AND GAS CONDENSATE WELLS AT THE MEDVEZH'E GAS FIELD

**Kusov G. V.<sup>1</sup>, Savenok O. V.<sup>2</sup>, Berezovskiy D. A.<sup>3</sup>**

<sup>1</sup>*North-Caucasian Federal University, [de\\_france@mail.ru](mailto:de_france@mail.ru)*

<sup>2</sup>*Kuban State Technological University, [olgasavenok@mail.ru](mailto:olgasavenok@mail.ru)*

<sup>3</sup>*LLC «Gazprom mining Krasnodar», Kanevskoe gas field management, [daberezovskiy-gaz@rambler.ru](mailto:daberezovskiy-gaz@rambler.ru)*

The technological mode of operation of gas and gas condensate wells is considered in the article. It is shown that the gas-hydrodynamic justification of the operating mode of gas, gas-condensate and gas-oil wells is the most important task of field development design and directly affects the economic performance of gas production. From the correctness of the chosen technological mode of well operation, the volume of capital investments for drilling up the field and operating costs depends, as well as the reliability of gas production in the field. The rationale and choice of the technological regime is given. The criteria for justifying the technological mode of operation of wells are shown and recommendations for the choice of the technological regime are given.

**Keywords:** technological mode of operation; justification and selection of the technological mode; criteria for the justification of the technological mode; temperature operating mode of the well; deformation of the formation in the bottom hole zone; calculation of permissible depression on the reservoir; recommendations on the choice of technological mode.