



## ОЦЕНКА ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ ПЕРЕВОДА ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СКВАЖИН В СТАДИЮ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА

Р. А. Гасумов<sup>\*1</sup>, Э. Р. Гасумов<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Северо-Кавказский федеральный университет, Ставрополь, Россия

<sup>2</sup>Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности, Баку, Азербайджан

### Assessment of reasonability of production wells transfer to well workover stage

R. A. Gasumov<sup>\*1</sup>, E. R. Gasumov<sup>2</sup>

<sup>1</sup>North Caucasian Federal University, Stavropol, Russia

<sup>2</sup>Azerbaijan State University of Oil and Industry, Baku, Azerbaijan

#### ABSTRACT

The article discusses predicting the critical parameters of production wells to assess the need to transfer them to well workover stage and put on the program of geological and technical measures (GTM). A methodology for substantiating and assessing the influence of critical values of reservoir parameters on the operation of production wells is presented. Three stages of transferring wells to workover are considered: geological, technological and analytical, and the procedure for assessing their effectiveness. The procedure for calculating the shut-in time of wells and gas losses during the transition of production wells to workover, determining the parameters of the technological regime after geological and technical measures are considered. A method has been developed for predicting the time of well shut-in due to flooding (self-killing) and assessing the timing of its operation with production flow rates at the final stage of field development. The results of the study of dependence of the critical height of the liquid column on the bottomhole pressure and the average daily flow rate of the Cenomanian well, the scheme for revealing the dependence of gas water contact level on the reservoir pressure and the volume of the sampled gas are presented. The procedure for calculating the technical and geological-production state of wells is considered according to the diagnostic rating assessment.

#### KEYWORDS

Field; Gas well;  
Prediction;  
Critical parameter;  
Cenomanian;  
Flooding;  
Flow rate;  
Pressure.

© 2022 «OilGasScientificResearchProject» Institute. All rights reserved.

На территории Западной Сибири и Крайнего Севера расположены основные запасы природного газа России, большинство из этих месторождений выходит в Западно-Сибирскую нефтегазоносную провинцию и имеет четыре залежи природного сырья, отличающиеся уровнем залегания – сеноманские, неокомские, ачимовские и среднеюрские. Большинство газовых и газоконденсатных месторождений (ГКМ), разрабатываемые в сеноманской и неокомской залежах и расположенные в данном регионе, вступили в фазу падающей добычи или в фазу завершающего этапа разработки. Изменение фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пласта в процессе разработки ГКМ существенно влияет на динамику добычи УВ, в связи чем, для таких месторождений актуальными являются геолого-технические мероприятия (ГТМ), проводимые на скважинах для регулирования разработки месторождений и поддержания целевых уровней добы-

чи УВ. ГТМ являются комплексом мер геологического, технологического, технического и экономического характера, направленным на реализацию проектных решений в целях обеспечения максимальной добычи УВ и получения дополнительной прибыли недропользователем. Анализ экономических показателей разработки ГКМ показывает, что проведение ГТМ составляет основную статью затрат, в связи чем выбор параметров реализуемых мероприятий должен производиться с учетом максимального числа геолого-промысловых и технических факторов для снижения неоправданных по технико-экономическим показателям затрат. А это может быть достигнуто за счет использования математического моделирования выбора скважин и параметров ГТМ [1, 2]. Для автоматизированной системы принятия решения о проведении ГТМ, а также оценки технико-экономической эффективности (ТЭЭ) программы проведения этих мероприятий требуется решение (цифровизации) следующих задач: разработка методики выбора скважин для проведения ГТМ путем комплексного учета геолого-

\*E-mail: [priemnaya@scnipgaz.ru](mailto:priemnaya@scnipgaz.ru)

<http://dx.doi.org/10.5510/OGP20220400781>

промысловых и технических параметров скважинного фонда; разработка методики расчета по данным гидродинамических исследований скважин (ГДИС) прогнозных критических параметров, определяющих необходимость перевода эксплуатационных скважин (ЭС) в стадию капитального ремонта; прогноз дебитов скважин; определение прогнозных величин пластового давления по зонам дренирования скважин и фильтрационных параметров пласта-коллектора и др. [3].

Принятие управленческих решений в рамках проведения ГТМ требует геолого-экономической оценки планируемых мероприятий и прогнозирования критических параметров ввода эксплуатационных скважин в стадию капитального ремонта. Расчеты критических значений параметров пласта-коллектора проводятся, как по данным ГДИС во времени, так и по накопленной за прошлые годы эксплуатации геолого-промысловой документации (ГПД) по скважинному фонду ГКМ. Точность прогнозных расчетов критических значений параметров пласта-коллектора, естественно, зависит от качества предоставляемой исходной геолого-промысловой информации (ГПИ). Поэтому при разработке методик прогнозных расчетов критических значений параметров призабойной зоны пласта (ПЗП) встает вопрос и об оценке качества предоставляемой первичной исходной информации [4, 5]. При решении поставленных задач были использованы геолого-промысловые данные, полученные от газодобывающих компаний (ГДК). Для анализа исходной информации и данных необходимо было формировать выборки пластовых и промысловых параметров, своеобразный паспорт, по каждой скважине, в основе которого лежат данные, приведенные в эксплуатационных рапортах, технологических режимах работы скважин, в отчетах о проведенных ГДИС и геофизических исследованиях (ГИС) [6].

Уникальные размеры сеноманских залежей месторождений Крайнего Севера предопределили поэтапный ввод в разработку отдельных участков залежей, эксплуатация которых обеспечивается установками комплексной подготовки газа. Такая схема освоения, как показала практика, является наиболее реальной, но, в то же время приводит к неравномерной выработке запасов газа по площади газоносности уже при выходе на проектный уровень годовых отборов.

Результаты проведенных исследований подтверждают неоднородность ФЕС пород сеноманских залежей, так как устойчивая газодинамическая связь по вертикали обеспечивает равномерное снижение пластового давления по разрезу продуктивных отложений; наблюдается два типа коллекторов, разработка которых осуществляется по-разному. К первому типу относятся активно обрабатываемые, газ из которых при небольшой депрессии (до 0.5 МПа) поступает в скважины, а ко второму типу – пассивно обрабатываемые коллекторы, газ из которых не поступает в интервалы перфорации скважин. Отсутствие притока из коллекторов второго типа не означает, что содержащийся в них газ остается законсервированным – их отработка происходит в объеме залежи, что подтверждается многолетним опытом разработки месторождений данного района, расположенных в зонах залегания многолетнемерзлых пород. Эти месторождения имеют единую водонапорную систему, характеризуются боль-

шими этажами газоносности, тонкослоистым строением, хорошей газогидродинамической связью по вертикали и напластованию и отличаются высокими коллекторскими свойствами [7, 8].

Больше половины фонда ЭС оборудовано НКТ диаметром 168 мм, где основной проблемой является скопление конденсационной жидкости на забое и в лифтовых колоннах из-за снижения дебитов ниже критических, необходимых для выноса жидкости. Обводнение добывающих скважин остается одной из основных проблем разработки ГКМ, особенно находящихся на поздней стадии разработки, фонд которых с каждым годом увеличивается. Неравномерность дренирования запасов из-за обводнения скважин по объектам эксплуатации приводит к «защемлению» около 30% извлекаемых запасов газа и возникает проблема добычи «низконапорного» газа [7, 9].

Исследования показали, что зависимость темпов накопления воды в стволе и ПЗП скважин, как правило, имеет экстремальный характер. При небольших дебитах конденсация паров незначительна, и накопления не происходит, а при высоких – вся конденсирующаяся вода выносится на поверхность, которая учитывается при установлении технологического режима работы скважин. В тех случаях, когда по каким-либо причинам технического и технологического характера реализация режима без накопления пластовых жидкостей на забое скважин не представляется возможной, проводятся продувки скважин (например, на месторождении Медвежье на 72 скважинах продувки производились до двух раз в неделю). Применение расчетных и промысловых методов диагностирования накопления воды в стволе скважины (ПЗП) и резкое изменение коэффициентов фильтрационных сопротивлений позволяет судить о состоянии скопления воды [1]. При эксплуатации скважин с дебитами, не обеспечивающими вынос жидкости из ствола скважины, происходит выпадение конденсационной воды в ПЗП, что приводит к увеличению столба жидкости на 1.5-2.5 м<sup>3</sup>/сут, для НКТ диаметром 168 мм, вызывающему еще более интенсивное ее выпадение. Увеличение столба жидкости приводит к уменьшению дебита и остановке скважины (самозадавливание). Из данных наблюдений скважин следует, что величина критического дебита (для скважин с НКТ диаметром 168 мм и среднего давления по стволу скважины 4.3 МПа), при котором происходит нарушение кольцевого режима течения, и жидкость в лифтовой колонне начинает стекать вниз, варьирует от 215 до 510 тыс. м<sup>3</sup>/сут [2].

Установлено, что величина минимального дебита, обеспечивающего установившийся вынос жидкости из скважины рассматриваемых ГКМ, должна быть не менее 310 тыс. м<sup>3</sup>/сут (для пластового давления 3.97 МПа и депрессии 0.1-0.15 МПа, где НКТ диаметром 168 мм). В промысловых условиях критические минимальные дебиты изменяются в значительном диапазоне и зависят от конструкции забоя скважин, подвески НКТ, плотности пластовой жидкости, наличия механических и химических примесей, структуры течения газожидкостных смесей и других факторов. Выпадение ретроградного конденсата в ПЗП затрудняет поступление газа из зон дренирования и блокирует извлечение запасов, особенно в участках линзовидного залегания продуктивных пластов. Происходит необратимое снижение проницае-

мости пластов-коллекторов с низкими ФЕС в скважинах, находящихся в зонах глубоких депрессионных воронок пластового давления [9-11].

При планировании ГТМ в скважинах, находящихся в зонах глубоких депрессионных воронок пластового давления, необходимо рассчитывать ожидаемый дебит газа и осуществлять работы лишь тогда, когда прогнозный дебит ожидается не менее 100 тыс. м<sup>3</sup>/сут, обеспечивающий технологический режим работы скважин. Для определения необходимых видов ГТМ требуется четко знать, из каких интервалов и сколько поступает пластовый флюид. Инновационные методы разделения фаз в потоке позволяют получить достаточную промышленную информацию, позволяющую: сократить количество скважина-исследований ГИС; осуществить контроль отработки и прогноза конечного коэффициента извлечения газа; получить достоверную информацию о текущей и остаточной газонасыщенности пласта; определять, из какого пласта и сколько пластового флюида поступает в скважину; определять, насколько ПЗП капиллярно пропитана водой и т.д. Наличие результатов исследования и достоверных промысловых данных позволяет предварительно оценить целесообразность перевода скважин в стадию капитального ремонта и сравнительно определить очердность остановки скважин с этой целью; выявить скважины, требующие незамедлительного ремонта и требующие ремонта по истечению некоторого промежутка времени. Кроме того, указанная оценка позволит оценить эффективность ГТМ, оптимизировать программы проведения капитального ремонта скважин (КРС), сократить затраты на них [2, 3, 9].

Для принятия управленческих решений о переводе ЭС в стадию капитального ремонта и планирования ГТМ в них разработана методика: оценка критических значений геолого-промысловых параметров для различных месторождений при выводе эксплуатационных скважин в КРС, в том числе прогнозирование периода самозадавливания скважин и оценка минимального дебита скважины, обеспечивающего вынос жидкости с забоя; прогнозирование времени остановки скважины, в том числе определение сроков рентабельной работы ЭС на завершающем этапе разработки месторождений, определение времени достижения критического значения остаточной прочности и критического остаточного ресурса технического состояния скважин, определение критериев перевода ЭС в стадию капитального ремонта по данным ГДИС [1, 2, 4].

Предварительная геолого-экономическая оценка целесообразности ввода ЭС в стадию капитального ремонта целесообразно осуществлять на основе построения для каждой скважины диагностической карты, в которой приводятся основные геофизические, геологические, гидродинамические, технические и промысловые параметры, характеризующие особенности работы скважины, состояние ПЗП и действующей газосборной сети. Для каждого параметра выполняется оценка его критического значения, при достижении которого эксплуатация скважины становится нецелесообразной по промышленным показателям, либо технологически невозможной, либо небезопасной по техническим причинам [12]. Для параметров, меняющихся с течением времени, выполняется прогноз времени достижения ими своих критических значений. Основными критериями, по которым

выполняется оценка эффективности работы ЭС и необходимости перевода скважины в программу проведения ГТМ, является совокупность параметров: пластовое давление в зоне дренирования скважины; коэффициент изменения депрессии; коэффициент продуктивности скважины; коэффициент пористости пород-коллекторов; проницаемость пород-коллекторов; период самозадавливания скважины; минимальный дебит скважины, обеспечивающий вынос жидкости с забоя; запас температур над температурой гидратообразования; межколонное давление; ожидаемый срок рентабельной работы скважины; остаточный ресурс прочности обсадной колонны; время обводнения скважины. Каждый из приведенных параметров задается в нормированном виде (-1; 0; +1), где код -1 характеризует близкое к критическому значению оцениваемого параметра, код 0 – умеренное значение оцениваемого параметра и код +1 – далекое от критического значение оцениваемого параметра.

Определение периода самозадавливания газовой скважины непосредственно связано с расчетом динамики образования столба жидкости на забое скважины. Для достоверности суждения рассмотрим расчет на примере сеноманской скважины Ямбургского НГКМ. Исходными данными для расчета являются результаты ГДИС, где пластовое давление в контуре питания скважины ( $P_{res}$ ) равно 2.15 МПа, радиус скважины ( $r_w$ ) – 0.1 м, радиус контура питания ( $r_{p.c}$ ) – 500 м. В основу метода положено представление об уменьшении эффективного интервала перфорации вследствие накопления жидкости на забое и снижения, соответственно, дебита газа при заданной депрессии в связи с возникновением барботажа газа. Для расчета критической высоты столба жидкости, предлагается формула [12-16]

$$H_{crit} = \frac{P_{res} - P_{bot}}{\rho_{liq} \cdot g} \quad (1)$$

где  $P_{res}$  – пластовое давление в контуре питания, МПа;  $P_{bot}$  – забойное давление в скважине, МПа;  $g = 9.81 \text{ м/с}^2$  – ускорение свободного падения;  $\rho_{liq}$  – плотность столба жидкости, кг/м<sup>3</sup>.

В качестве примера выполнено исследование влияния столба жидкости на дебит сеноманской скважины №1, на основе результатов ГДИС (табл. 1).

Величина среднесуточного дебита в зависимости от высоты столба жидкости  $H$  (при заданном пластовом давлении,  $P_{res} = 2.17$  МПа) и различных значениях забойного давления рассчитывается по формуле

$$(P_{res} - \rho_{liq} \cdot g \cdot H)^2 - P_{bot}^2 = A \cdot Q + B \cdot Q^2 \quad (2)$$

где, значения коэффициентов фильтрационного сопротивления равны:  $A = 0.054 \text{ ата}^2 / (\text{тыс. м}^3/\text{сут})^2$ ,  $B = 0.054 \text{ ата}^2 / (\text{тыс. м}^3/\text{сут})^2$ ,  $C = 12.285 \text{ ата}^2$ , были определены расчетным путем. Положительное значение коэффициента  $C$  означает наличие столба жидкости на забое скважины. Расчеты показывают, что при глубине 1240 м ( $P_{res} = 2.15$  МПа), плотности жидкости на забое ( $\rho_{liq}$ ) 1000 кг/м<sup>3</sup>, при ее высоте в скважине – 5.88 м, и при нижней границе интервала перфорации, если находится на уровне 1233 м, в этом случае столб жидкости во время проведения ГДИС не достиг нижней границы перфорации. На рисунке представлены зависимость среднесуточного дебита скважины от высоты столба жидкости ( $H$ ) на забое (рис. 1а) и зависимость

| Таблица 1<br>Значения забойного давления и дебитов<br>сеноманской скважины |                                      |   |
|--|--------------------------------------|---|
| Номер режима   | Забойное давление ( $P_{bot}$ ), МПа | Дебит ( $Q_w$ ), тыс. м <sup>3</sup> /сут |
| 1  | 2.10                                 | 34.6                                      |
| 2  | 2.02                                 | 90.0                                      |
| 3  | 1.96                                 | 113.7                                     |
| 4  | 1.89                                 | 133.1                                     |
| 5  | 1.87                                 | 144.5                                     |
| 6  | 18.0                                 | 156.3                                     |

критической высоты столба жидкости ( $H_{crit}$ ) от забойного давления (рис. 16). Параметр геолого-промыслового состояния для этой скважины принимает значение +1.

Расчет продолжительности работы скважины до самозадавливания осуществляется по результатам трех последовательных наблюдений убывающих значений её дебитов  $Q_1 > Q_2 > Q_3$  в моменты времени  $t_1 < t_2 < t_3$ . Причем дебит  $Q_1$  это максимальный дебит, наблюдающийся сразу после окончания отработки скважины на ГФУ в момент  $t_1$ .

По результатам наблюдений убывающих дебитов  $Q_1 > Q_2 > Q_3$  в моменты времени  $t_1 < t_2 < t_3$  продолжительность  $\tau$  работы скважины между двумя последовательными самозадавливаниями рассчитывается по формуле

$$\tau = (t_2 - t_1) \cdot \frac{Q_1}{2 \cdot (Q_1 - Q_2)} + (t_3 - t_2) \cdot \frac{Q_1}{2 \cdot (Q_1 - Q_3)} \quad (3)$$

По вычисленным оценкам определяются наибольшее ( $\tau_{max}$ ), наименьшее ( $\tau_{min}$ ) и среднее ( $\tau_0$ ) значения периода самозадавливания скважин. Далее рассчитываются нижнее и верхнее пороговые значения  $\tau^{(-)}$  и  $\tau^{(+)}$  периода самозадавливания скважин по формулам

$$\tau^{(-)} = \tau_{min} + \alpha_\tau (\tau_0 - \tau_{min}) \text{ и } \tau^{(+)} = \tau_{max} - \beta_\tau (\tau_{max} - \tau_0) \quad (4)$$

где,  $\alpha_\tau$  и  $\beta_\tau$  – некоторые неопределенные постоянные, которые необходимо определять по исходным данным о дебитах скважины, имеют значения от 0 до 1 (задают с ГДК).

Скважины, у которых значение периода самозадавливания меньше нижнего порогового значения ( $\tau < \tau^{(-)}$ ) относятся к частообводняющимся и им присваивается низкое значение параметра (-1). Скважины, для которых значение периода самозадавливания лежит в интервале нижнего и верхнего пороговых значений ( $\tau^{(-)} \leq \tau \leq \tau^{(+)}$ ), относятся к среднеобводняющимся и им присваивается среднее значение параметра (0). Скважины, для которых значение

периода самозадавливания превышает верхнее пороговое значение ( $\tau > \tau^{(+)}$ ), относятся к редкообводняющимся и им присваивается высокое значение параметра (+1).

Вынос жидкости с забоя скважины возможен при условии превышения скорости движения  $v$  газа вдоль НКТ минимального значения скорости  $v_{min}$  вычисляемого по формуле,

$$v \geq v_{min} = \sqrt[4]{\frac{\sigma(\rho_{liq} - \rho_{gas})g}{\rho_{gas}^2}} \quad (5)$$

На основе выражения (5) рассчитывается величина минимального дебита скважины по газу, при котором обеспечивается вынос жидкости с забоя

$$Q_{min} = \frac{21.6\pi D^2 \rho_{gas}}{\rho_0} \sqrt[4]{\frac{\sigma(\rho_{liq} - \rho_{gas})g}{\rho_{gas}^2}} \quad (6)$$

где  $Q_{min}$  – минимальный дебит, при котором обеспечивается вынос жидкости с забоя скважины, тыс. м<sup>3</sup>/сут;  $D$  – внутренний диаметр НКТ, м.

Если фактический дебит скважины меньше минимального ( $Q < Q_{min}$ ), на забое скважины будет происходить накапливание жидкости. В этом случае параметру геолого-промыслового состояния, характеризующему вынос жидкости с забоя скважины, присваивается низкое значение (-1). Если дебит скважины находится в интервале от  $Q_{min}$  до  $1.1 \cdot Q_{min}$ , параметру присваивается среднее значение (0). При превышении дебитом скважины величины  $1.1 \cdot Q_{min}$  обеспечивается устойчивый вынос жидкости из скважины. В этом случае параметру присваивается высокое значение (+1).

Рассмотрим сроки рентабельной работы эксплуатационных скважин на завершающем этапе разработки месторождения. Первичными исходными данными для расчета прогнозных дебитов скважин и срока их работы с рентабельным уровнем дебитов служат накопленные за прошлые годы ежемесячные эксплуатационные рапорты [4, 5]. Это минимальный рентабельный дебит ( $Q_{ppr}$ ) для скважин рассматриваемого ГДК в текущем году и базисная величина ( $Q_0$ ) для расчета нормированных дебитов. В качестве  $Q_0$  может быть выбрано максимальное значение среднесуточного дебита по месторождению.

Вначале для каждой скважины заполняется сводная таблица – динамика безразмерного среднесуточного дебита скважины  $q(t) = Q(t)/q_0$ , сгруппированного по годам наблюдения. В этой же таблице приводятся рассчитанные значения среднегодовых, максимальных и минимальных годовых значений дебитов скважины. Для примера использованы первичные исходные промысловые дан-

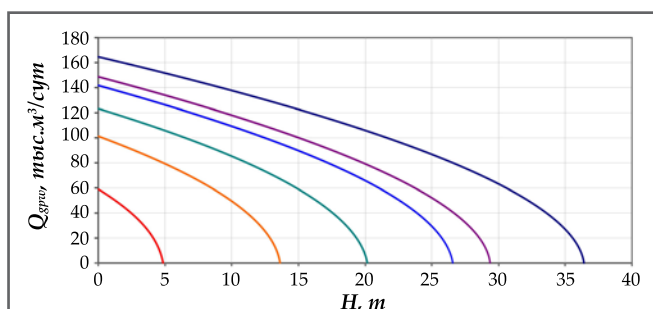


Рис. 1а. Зависимость среднесуточного дебита скважины от высоты столба жидкости на забое

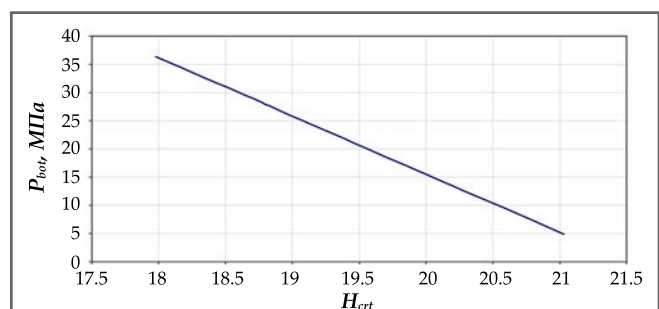


Рис. 1б. Зависимость критической высоты столба жидкости от забойного давления

ные полученной от неокомской скважины Ямбургского НГКМ (табл. 1).

Далее, для среднегодовых, минимальных и максимальных дебитов строится уравнение тренда. В частности, динамика дебита скважины достаточно хорошо аппроксимируется экспоненциальным трендом с полиномом третьей степени в показателе

$$q(t) = Qa \cdot e^{\alpha \cdot t + \beta \cdot t^2 + \gamma \cdot t^3} \quad (7)$$

Для определения параметров  $a$ ,  $\alpha$ ,  $\beta$  и  $\gamma$  тренда выполним логарифмирование уравнения (7)

$$\ln [q(t)] = \ln a + \alpha \cdot t + \beta \cdot t^2 + \gamma \cdot t^3 \quad (8)$$

что позволяет использовать метод наименьших квадратов.

Вычисляя значения логарифмов  $\ln [q_{a,a}(t)]$ ,  $\ln [q_{\min,a}(t)]$ , и  $\ln [q_{\max,a}(t)]$  определяя коэффициенты разложения (8) в каждом случае, находим уравнения для расчета прогнозных дебитов  $q_{a,a}(t)$ ,  $q_{\max,a}(t)$ ,  $q_{\min,a}(t)$ .

Ожидаемый рентабельный срок службы скважин с дебитами, выше минимального определяется по формуле

$$\gamma \cdot t_{ppr}^3 + \beta \cdot t_{ppr}^2 + \alpha \cdot t_{ppr} - \ln \left( \frac{q_{ppr}}{a} \right) = 0 \quad (9)$$

где  $q_{ppr}$  – безразмерное значение рентабельного дебита ( $q_{ppr} = Q_{ppr}/Q_0$ ),  $t_{ppr}$  – рентабельный срок службы скважин.

Уравнение (7) также позволяет получить прогнозную оценку объема  $V_{spf}(t_n; t_{ppr})$  добычи газа за срок рентабельной службы скважины

$$V_{spf}(t_n; t_{ppr}) = 365 \cdot Q_0 \cdot \int_{t_n}^{t_{ppr}} a \cdot e^{\alpha \cdot t + \beta \cdot t^2 + \gamma \cdot t^3} dt \approx \approx 365 \cdot Q_0 \cdot \sum_{t=t_n}^{t_{ppr}} q_{spf}(t) \quad (10)$$

где  $t_n$  – номер последнего года наблюдения за скважиной ( $t_n = 5$ , табл. 2);  $t_{ppr}$  – номер прогнозного года, в котором

дебит скважины ещё остается выше минимально рентабельного.

Для исходных данных (табл. 2) уравнение (9) привело к значению  $t_{ppr} = 11$  лет, значит, продолжительность рентабельной службы неокомской скважины Ямбургского НГКМ равна шести годам, на ней нет необходимости переводить скважину в стадию капитального ремонта. Прогнозная оценка объема  $V_{spf}(t_n; t_{ppr})$  добычи газа за срок рентабельной службы скважины равна 211.3 млн м<sup>3</sup>.

Процедура выборки промысловых данных о дебитах скважин из эксплуатационных рапортов, формирование таблиц, обработка данных и расчет по вышеприведенным формулам и уравнениям времени рентабельной работы скважины и ожидаемой добычи газа за этот срок были автоматизированы с использованием программы для ЭВМ [13 -16].

Рассмотрим расчет прогнозных промысловых параметров на примере неокомской скважины Ямбургского НГКМ, где использованы исходные данные, полученные от ГДК: минимальный рентабельный дебит – 50 тыс. м<sup>3</sup>/сут.; количество прогнозных – 2 года по программе в 5-летний период (базовый параметр  $Q_0 = 100$  тыс. м<sup>3</sup>/сут). Результаты расчета по программе, где параметры составляют: ожидаемый срок службы с дебитом выше минимального рентабельного – 6 лет; ожидаемый объем добытого газа за указанное количество прогнозных лет – 104 млн. м<sup>3</sup>; ожидаемая добыча газа от извлеченного объема за 5-летний период – за срок рентабельной работы – 56.9% и за заданный прогнозный период – 27.9%.

В соответствии с построенными прогнозами определяется код геолого-промыслового состояния скважины по времени ее рентабельной работы. Высокое (+1) значение параметра характеризует ожидаемый срок работы скважины с дебитом выше минимально рентабельного, присваивается скважинам, у которых  $t_{ppr} < 5$  лет.

**Промысловые данные по нормированным дебитам газа неокомской скважины (базисный параметр  $Q_0 = 100$  тыс. м<sup>3</sup>/сут)**

**Таблица 2**

| Месяца  | t, номер года |       |        |         |       |
|---|---------------|-------|--------|---------|-------|
|   | I             | II    | III    | IV      | V     |
| I   | 2.17078       | 2.232 | 2.497  | 1.63343 | 1.916 |
| II  | 2.21502       | 2.032 | 2.497  | 1.80031 | 1.895 |
| III   | 2.21312       | 2.297 | 2.276  | 1.80862 | 2.015 |
| IV  | 2.14705       | 2.266 | 2.440  | 1.85083 | 1.89  |
| V   | 2.21366       | 2.181 | 2.106  | 2.02036 | 1.82  |
| VI  | 2.38147       | 2.171 | 2.039  | 1.99102 | 1.71  |
| VII   | 1.98798       | 2.102 | 1.8524 | 1.98497 | 1.64  |
| VIII  | 2.15592       | 2.107 | 2.116  | 1.84439 | 1.74  |
| IX  | 2.02059       | 2.146 | 2.009  | 1.87527 | 1.83  |
| 1x  | 2.10766       | 2.349 | 1.907  | 2.02123 | 1.71  |
| XI  | 2.30199       | 2.339 | 1.886  | 2.04279 | 1.51  |
| XII   | 2.2157        | 2.188 | 1.743  | 2.02968 | 1.67  |
| Среднегодовое значение дебита скважины $q_{a,a}(t)$ , тыс. м <sup>3</sup> /сут.           | 2.178         | 2.201 | 2.114  | 1.909   | 1.778 |
| Максимальное годовое значение дебита скважины $q_{\max,a}(t)$ , тыс. м <sup>3</sup> /сут. | 2.381         | 2.349 | 2.497  | 2.043   | 2.005 |
| Минимальное годовое значение дебита скважины $q_{\min,a}(t)$ , тыс. м <sup>3</sup> /сут.  | 1.988         | 2.032 | 1.743  | 1.633   | 1.51  |

Среднее значение (0) присваивается скважинам, у которых  $2 < t_{ppr} \leq 5$  и низкое (-1) присваивается скважинам, у которых  $t_{ppr} \leq 2$ .

Время достижения критического значения остаточной прочности и критического остаточного ресурса технического состояния скважин имеет особое значение, в связи чем, до вывода скважины в стадию капитального ремонта необходимо провести ГИС и по данным исследования выполнить расчеты параметров ее остаточной прочности и остаточного ресурса [15, 16]. В соответствии с рассчитанным временем достижения критических значений остаточной прочности обсадных колонн и критического значения остаточного ресурса технического состояния скважин вводится код геолого-промыслового состояния скважины. Высокое (+1) значение параметра характеризует остаточный ресурс прочности обсадной колонны, и присваивается скважинам, у которых  $T_r > 5$  лет, среднее значение (0) – у которых  $2 < T_r \leq 5$ , низкое (-1) – у которых  $T_r \leq 2$ .

Для прогнозирования времени обводнения и самозадавливания сеноманских скважин будем предполагать, что первоочередной причиной является подъем пластовых вод, и зоны дренирования скважин не перекрываются. Как известно, снижение пластового давления ( $P_{res}$ ) приводит к повышению уровня газовойдынного контакта (ГВК). Обозначим через  $x$  толщину столба жидкости, а через  $z$  – глубину уровня ГВК относительно устья скважины. Простейшей моделью, в которой горное давление уравновешивается давлением газа и пластовых вод, является линейная зависимость  $x = x(P_{res})$  и,  $z = z(P_{res})$  соответственно (рис. 2а). Учитывая, что зависимость пластового давления ( $P_{res}$ ) от накопленного объема отбора газа  $V$  также достаточно успешно аппроксимируется линейной функцией, будем считать линейными зависимости  $x = x(V)$  и  $z = z(V)$  соответственно (рис. 2б).

За время начала обводнения скважины принят момент достижения уровнем ГВК нижней границы интервала перфорации. За момент полного обводнения скважины принимается момент времени достижения уровнем ГВК верхней границы интервала перфорации. Данные ежемесячных эксплуатационных рапортов, ежеквартальных технологических режимов, карт изобар и уровня ГВК, а также накопленных отборов газа по каждой скважине заносятся в сводную таблицу.

По результатам  $n$  замеров находят коэффициенты  $a$

и  $b$  уравнения линейной регрессии  $z = aV + b$  зависимости от уровня ГВК от накопленного отбора газа

$$a = \frac{n \sum_{i=1}^n z_i V_i - \sum_{i=1}^n z_i \sum_{i=1}^n V_i}{n \sum_{i=1}^n V_i^2 - \left( \sum_{i=1}^n V_i \right)^2} \quad \text{и} \quad b = \frac{\sum_{i=1}^n V_i^2 \sum_{i=1}^n z_i - \sum_{i=1}^n z_i V_i \sum_{i=1}^n V_i}{n \sum_{i=1}^n V_i^2 - \left( \sum_{i=1}^n V_i \right)^2} \quad (11)$$

где  $n$  – число замеров уровня ГВК и накопленного отбора по данной скважине.

Далее рассчитываются значения накопленных отборов газа, соответствующие началу обводнения  $V_{sw}$  ( $V_{b,d}$ ) скважины и ее полному обводнению  $V_{fw}$  ( $V_{t,d}$ )

$$V_{sw} = \frac{1}{a}(z_{b,d} - b) \quad \text{и} \quad V_{fw} = \frac{1}{a}(z_{t,d} - b) \quad (12)$$

Приближенная оценка времен начала обводнения скважины и ее полного обводнения делается на основе планирования времен достижения значений  $V_{sw}$  и  $V_{fw}$ . На основе проделанных расчетов вводится код геолого-промыслового состояния скважины по прогнозируемому времени ее обводнения и параметру присваивается значение (-), если прогнозируемое время обводнения скважины меньше одного года, от одного года до пяти лет – значение (0), больше пяти лет – (+1). Заметим, что время начала и конца обводнения скважины можно ориентировочно вычислить по планам отбора газа из скважины.

В качестве примера выполним расчет времени обводнения условной скважины с помощью исходных значений уровня ГВК и накопленного отбора газа (табл. 3).

Определив коэффициенты линейной регрессии  $a = -0.04595$  и  $b = 1181.5$ , находим значения накопленных отборов газа, соответствующие началу обводнения скважины (1057 млн м<sup>3</sup>) и ее полному обводнению (1182 млн м<sup>3</sup>). Сопоставляя найденные значения накопленных отборов газа планам отбора газа из скважины, можно оценить время начала и конца обводнения скважины и рассчитать код  $f_i$  геолого-промыслового состояния скважины.

Для оценки критериев перевода ЭС в стадию капитального ремонта по данным ГДИС и результатам вычисленных значений кодов геолого-промыслового состояния формируется диагностическая карта скважины. В нее заносятся текущие значения геолого-технических, геолого-промысловых и экономических параметров, характеризующих состояние ПЗП, скважин и газосборной сети, а также прогнозируемое время достижения критических

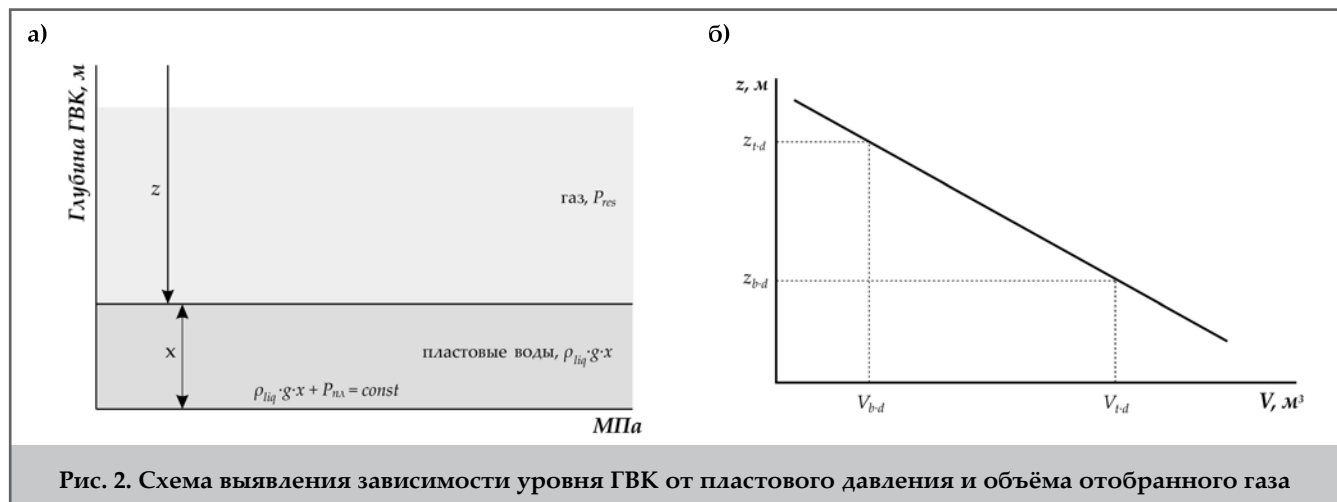


Рис. 2. Схема выявления зависимости уровня ГВК от пластового давления и объема отобранного газа

Таблица 3

| Сведения об уровне ГВК и накопленном отборе газа условной скважины |                            |  |  |  |
|--|----------------------------|--|--|--|
| Дата замера, год   | Уровень ГВК ( $z_i$ ), м   | Накопленный отбор ( $V_i$ ), млн. м <sup>3</sup> | Результат промежуточных вычислений   |  |
|  |                            |  | квадрат накопленного отбора ( $V_i^2$ ), (млн. м <sup>3</sup> ) <sup>2</sup> | произведение накопленного отбора газа и уровня ГВК ( $z_i V_i$ ), (млн. м <sup>3</sup> ·м) |
| I  | 1142.0                     | 874  | 763876   | 998108   |
| II   | 1139.2                     | 913  | 833569   | 1040090  |
| III  | 1136.8                     | 961  | 923521   | 1092465  |
| IV   | 1135.2                     | 1003   | 1006009  | 1138606  |
| V  | 1133.5                     | 1056   | 1115136  | 1196976  |
| Сумма  | $\sum_{i=1}^n z_i, 5686.7$ | $\sum_{i=1}^n V_i, 4807$                         | $\sum_{i=1}^n V_i^2, 4642111$  | $\sum_{i=1}^n z_i V_i, 5466244$  |

Таблица 4

| Примерные значения весовых коэффициентов параметров скважины              |                                |
|---|--------------------------------|
| Параметр $f_i$  | Весовой коэффициент $\alpha_i$ |
| $f_1$ – пластовое давление в зоне дренирования скважины                   | 10                             |
| $f_2$ – коэффициент изменения депрессии                                   | 8                              |
| $f_3$ – коэффициент продуктивности скважины                               | 15                             |
| $f_4$ – коэффициент пористости пород-коллекторов                          | 3                              |
| $f_5$ – проницаемость пород-коллекторов                                   | 3                              |
| $f_6$ – период самозадавливания скважины                                  | 8                              |
| $f_7$ – минимальный дебит скважины, обеспечивающий вынос жидкости с забоя | 15                             |
| $f_8$ – запас температур над температурой гидратообразования              | 7                              |
| $f_9$ – межколонные давления (МКД)  | 20                             |
| $f_{10}$ – ожидаемый срок рентабельной работы скважины                    | 5                              |
| $f_{11}$ – остаточное время эксплуатации обсадной колонны                 | 6                              |
| $f_{12}$ – время полного обводнения скважины                              | 4                              |

значений этих параметров. Обновление сводной таблицы рекомендуется осуществлять по мере поступления новых данных измерений, но не реже, чем один раз в год [4, 5].

Для параметров  $f_i$  прогнозные значения не рассчитываются, а указываются только текущие значения этих параметров для данной скважины.

По данным диагностической карты вычисляется итоговая рейтинговая оценка технического и геолого-промыслового состояния скважины по формуле

$$R = \sum_{i=1}^{12} \alpha_i \times f_i \quad (13)$$

где  $f_i$  – нормированные значения параметров (-1, 0, +1);  $\alpha_i$  – весовые коэффициенты параметров, утверждаемые главными специалистами газодобывающего предприятия.

Заметим, что точные значения весовых коэффициентов  $\alpha_i$  зависят от конкретных условий месторождения, на которых может быть различная специфика влияния параметров  $f_1 - f_{12}$  на выбор скважин – кандидатов на ГТМ. По этой причине весовые множители  $\alpha_i$  для скважин каждого конкретного месторождения должны задаваться главными специалистами. Единственные ограничения, накладываемые на эти множители, связаны, во-первых, с необходимостью адекватного отображения степени значимости параметров  $f_1 - f_{12}$  в качестве критериев перевода скважины в стадию капитального ремонта и, во-вторых, с

неизменностью множителей  $\alpha_i$  для всех скважин данного конкретного месторождения.

Примерные значения весовых коэффициентов  $\alpha_i$  параметров скважины и ПЗП приведены в таблице 4.

Рассчитанный по формуле (13) рейтинг скважины для начений параметров  $f_i$  равен:  $R = 10 \cdot 1 + 8 \cdot 1 + 15 \cdot 0 + 8 \cdot 0 + 15 \cdot 0 + 7 \cdot 0 + 20 \cdot (-1) + 5 \cdot 0 + 6 \cdot 0 + 4 \cdot 0 = -2$ . Для этой скважины по результатам диагностики рекомендуется:

- включение в план проведения ГТМ с целью устранения МКД;
- выполнение ГДИС после проведения ремонтных работ и определение пластового давления и удельных извлекаемых запасов газа.

Одним из основных критериев для выбора скважин, с целью проведения в них ремонтных работ являются коэффициенты продуктивности пластов по соседним скважинам, фильтрационные коэффициенты уравнения притока, позволяющие рассчитать прогнозный рабочий дебит скважин [3, 5, 13-15]. Основной причиной снижения продуктивности скважин является сокращение эффективного газонасыщенного объема порового пространства ПЗП за счет блокирования его пластовой водой. Условием выбора ЭС для проведения успешного ГТМ, также является величина текущего пластового давления, позволяющая при требуемой депрессии не допустить выпадение ретроградного конденсата в ПЗП

и получить минимальный рабочий дебит скважины не менее 100 тыс. м<sup>3</sup>/сут и температуру на устье скважины выше 14 °С, позволяющие эксплуатировать скважину без гидратообразования [17].

В рамках реализации ГТМ при переводе скважин в стадию капитального ремонта планируется выполнение плановых заданий по добыче газа и конденсата, охраны природных ресурсов и недр, а также замена вышедших из строя элементов конструкции ЭС и ликвидация аварий со скважинным оборудованием и исследовательскими приборами в скважинах. Планирование скважин при переходе в капитальный ремонт рекомендуется осуществлять в три этапа: геологический, технологический и аналитический.

Предложено осуществлять перевод скважин в стадию капитального ремонта в три этапа: геологический, технологический и аналитический.

Этап 1 – геологический. Основной задачей геологического этапа является построение пространственной геолого-промысловой модели месторождения (залежи, пласта) в районе планируемой для ГТМ скважины.

Этап 2 – технологический. Задачей данного этапа является на базе анализа накопленной геолого-промысловой информации и результатов ГДИС определить (оценить): добычные возможности продуктивного пласта (залежи) скважины-кандидата для ГТМ; технологические показатели эксплуатации скважины-кандидата для ГТМ; активные работающие газоносные интервалы; динамику обводнения скважины; изменение текущих отборов газа; динамику изменения продуктивности скважины; связи между обводненностью и пластовым пескопроявлением; зависимость характеризующей геолого-технологические условия эксплуатации скважин; темпы обводнения и прогноз работы ЭС.

Этап 3 – аналитический. Основной задачей аналитического этапа является установление степени отработки и остаточных запасов газа в районе планируемой для ГТМ скважины и разработка комплекса технологических мероприятий: построение геолого-статистического разреза возможности подключения продуктивных интервалов и целиков в разработку; оценка текущей газонасыщенности продуктивного пласта в районе исследуемой скважины комплексом ГИС; разработка рекомендаций комплекса технологических мероприятий по воздействию на пласт; расчет потребности в специальном оборудовании, агентах воздействия на пласт; обоснование уровня добычи газа и закачки агентов воздействия на период проведения КРС.

На основании выполненных исследований по указанным трем этапам строится геолого-технологическая модель участка месторождения (залежи) в районе исследуемой скважины с определением динамики обводнения пласта (пропластков) и размещения остаточных запасов углеводородов, являющаяся основой выбора первоочередных скважин для КРС и планирования в них приоритетных ГТМ.

На основании выполненных исследований по указанным трем этапам строится геолого-технологическая модель участка месторождения (залежи) в районе исследуе-

мой скважины с определением динамики обводнения пласта и размещения остаточных запасов углеводородов, являющаяся основой выбора первоочередных скважин для КРС и планирования в них приоритетных ГТМ [5, 14-16].

Прогноз дебитов газовых скважин необходимо проводить для объективной оценки результатов ГТМ. Сопоставление прогнозных и фактических данных о продуктивности скважины дает реальную возможность выявить причины несопоставимых, в том числе низких дебитов, и наметить мероприятия для получения оптимальных дебитов.

Прогнозирование дебитов газовых скважин базируется на основе классического уравнения, описывающего зависимость между объемом отбора газа и основными фильтрационными параметрами, как проницаемость, эффективная толщина, пористость и коэффициент газонасыщенности, которые определяются по материалам ГИС и исследования керна, и описывается по формуле

$$Q_{grw} = \frac{\pi \cdot \gamma_{gas} \cdot k_{ph} \cdot h_{ef} (P_{res}^2 - P_{bot}^2)}{\mu \cdot P_{at} \ln(r_{pc} / r_w)} \quad (14)$$

При наличии имеющихся фактических данных по скважинам куста или рядом расположенных скважин, в которых проведены ГДИ, прогнозную оценку продуктивности рекомендуется проводить по двучленной формуле притока газа к скважине [7, 8]:

$$P_{res}^2 - P_{bot}^2 = A Q + B Q^2 \quad (15)$$

$$A = \frac{\mu \cdot 10^{-3} \cdot z \cdot 1.013 \cdot 10^5 (t_{res} + 273) \lg(r_{hc} / r_w)}{\pi \cdot k_{ph} \cdot 10^{-15} \cdot h_{ef} \cdot 293} \quad \text{и} \quad (16)$$

$$B = \frac{\rho_{at} \cdot 10^3 \cdot z \cdot 1.013 \cdot 10^5 \cdot (t_{res} + 273)^2 \beta}{2\pi^2 \cdot h^2 \cdot 293^2 \cdot r_{pc} \sqrt{k_{ph} \cdot 10^{-15}}}$$

где  $t_{res}$  – температура пласта в °С;  $k_{ph}$  – фазовая проницаемость по газу, мД;  $\beta$  – коэффициент, учитывающий турбулентность газа в потоке, м<sup>-1</sup>;  $h_{ef}$  – эффективная газонасыщенная толщина, м;  $r_{pc}$  – радиус контура питания, м;  $r_w$  – радиус скважины, м;  $z$  – коэффициент сжимаемости газа.

Разработанная методика прогноза критических параметров эксплуатационных скважин, позволяет: оценить эффективность ЭС; оценить состояние залежи и влияние данного показателя на работу ЭС; рассчитать время остановки скважин и потерь газа, определить критические параметры ЭС для принятия управленческих решений о проведении ГТМ; прогнозировать критические параметры перехода ЭС в стадию капитального ремонта по данным ГДИС, а также определить параметры технологического режима работы ЭС после ГТМ. Предложенная методика прогнозирования времени остановки скважины по причине обводнения и оценки срока работы эксплуатационных скважин с промысловыми значениями дебитов на завершающем этапе разработки газоконденсатных месторождений позволяет осуществить перспективное планирование объема добычи газа, сократить количество длительных простоев ЭС по причине их самозадавливания, экономически обосновать рентабельность ее работы, минимизировать возможные риски и оптимизировать затраты на эксплуатацию скважин [9, 13-16].



## Литература

1. Гасумов, Р. А., Гасумов, Э. Р. (2020). Расчет процессов периодических продувок самозадавливающихся газовых скважин. *Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море*, 1(337), 49-55.
2. Гасумов, Э. Р., Гасумов, Р. А., Велиев, В. М. (2020). Оценка эффективности работы эксплуатационной газовой скважины и перевод ее в стадию капитального ремонта // *Международный научно-исследовательский журнал*, 11(101), 56-63.
3. Гасумов, Р. А., Толпаев, В. А., Ахмедов, К. С. (2021). Теоретические основы планирования геолого-технических мероприятий на газовых скважинах. *Газовая промышленность*, 5, 60-72.
4. Гасумов, Р. А., Гасумов, Э. Р., Велиев, В. М. (2020). Прогноз критических параметров перехода эксплуатационных скважин в стадию капитального ремонта. *Наука и техника в газовой промышленности*, 4(84), 52-61.
5. Гасумов, Р. А., Толпаев, В. А., Ахмедов, К. С. (2020). Модель расчетов прогнозных дебитов скважин накопленным промысловым данным. *Газовая промышленность*, 9(806), 76-84.
6. Карнаузов, В. Л., Пьянкова, Е. М. (2010). Современные методы гидродинамических исследований скважин. *Москва: Инфра-Инженерия*.
7. Коротаев, Ю. П. (1996). Избранные труды. *Москва: Недра*.
8. Гасумов, Р. А., Гасумов, Э. Р. (2020). Управление инновационными рисками при проведении геолого-технических (технологических) мероприятий на нефтегазовых месторождениях. *SOCAR Proceedings*, 2, 8-16.
9. Ханин, А. А. (1969). Породы-коллекторы нефти и газа и их изучение. *Москва: Недра*.
10. Уоллис, Г. (1972). Одномерные двухфазные течения. *Москва: Мир*.
11. Одишария, Г. Э., Точигин, А. А. (1998). Прикладная гидродинамика газожидкостных смесей. *Москва: ВНИИгаз*.
12. Гасумов, Р. А., Гасумов, Э. Р. (2020). Оценка эффективности работы эксплуатационной газовой скважины и перевод ее в стадию капитального ремонта. *Наука. Инновации. Технологии*, 3, 49-64.
13. Гасумов, Р. А., Толпаев, В. А., Ахмедов, К. С. и др. (2019). Аппроксимационные математические модели эксплуатационных свойств газовых скважин и их применение к расчетам прогнозных дебитов. *Нефтепромысловое дело*, 5, 53-59.
14. Гасумов, Р. А., Толпаев, В. А., Ахмедов, К. С., Гоголева, С. А. (2016). Аппроксимационные модели притоков газа к скважинам и расчеты прогнозных дебитов. *Автоматизация, телемеханизация и связь*, 9, 25-37.
15. Гасумов, Р. А., Толпаев, В. А., Ахмедов, К. С., Винниченко, И. А. (2012). Среднесрочный прогноз дебитов добывающих скважин в среде MS Excel. *Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности*, 7, 32-36.
16. Дегтярев, Б. В., Бухгалтер, Э. Б. (1976). Борьба с гидратами при эксплуатации газовых скважин в северных районах. *Москва: Недра*.
17. Гасумов, Р. А., Гасумов, Э. Р. (2020). Математическая модель для расчета процессов самозадавливания насосно-компрессорных труб жидкостью с помощью продувки скважин. *Нефтепромысловое дело*, 8(620), 46-51.

## References

1. Gasumov, R. A., Gasumov, E. R. (2020). Calculation of the processes of periodic blowdowns of self-killing gas wells. *Construction of Oil and Gas Wells on Land and at Sea*, 1(337), 49-55.
2. Gasumov, R. A., Gasumov, E. R., Veliyev, V. M. (2020). Evaluation of production gas well efficiency and its transfer to well workover stage. *International Scientific Research Journal*, 11(101), 56-63.
3. Gasumov, R. A., Tolpaev, V. A., Akhmedov, K. S. (2021). Theoretical foundations of planning geological and technical measures on gas wells. *Gazovaya Promyshlennost*, 5, 60-72.
4. Gasumov, R. A., Gasumov, E. R., Veliyev, V. M. (2020). Prediction of critical parameters of production wells transfer to well workover stage. *Science and Technology in the Gas Industry*, 4(84), 52-61.
5. Gasumov, R. A., Tolpaev, V. A., Akhmedov, K. S. (2020). Model for calculating predicted well flow rates with accumulated field data. *Gazovaya Promyshlennost*, 9(806), 76-84.
6. Karnaukhov, V. L., Pyankova, E. M. (2010). Modern methods of well testing. *Moscow: Infra-Engineering*.
7. Korotaev, Yu. P. (1996). Selected works. *Moscow: Nedra*.
8. Gasumov, R. A., Gasumov, E. R. (2020). Innovative risk management for geological and technical (technological) measures at oil and gas fields. *SOCAR Proceedings*, 2, 8-16.
9. Khanin, A. A. (1969). Rocks-reservoirs of oil and gas and their study. *Moscow: Nedra*.
10. Wallis, G. (1972). One-dimensional two-phase flows. *Moscow: Mir*.
11. Odisharia, G. E., Tochigin, A. A. (1998). Applied hydrodynamics of gas-liquid mixtures. *Moscow: VNIIGaz*.
12. Gasumov, R. A., Gasumov, E. R. (2020). Assessment of production gas well efficiency and its transfer to well workover stage. *Nauka. Innovation. Technologies*, 3, 49-64.
13. Gasumov, R. A., Tolpaev, V. A., Akhmedov, K. S., et al. (2019). Approximating mathematical models of the operational properties of gas wells and their application to the calculation of predicted flow rates. *Oilfield Engineerings*, 5, 53-59.
14. Gasumov, R. A., Tolpaev, V. A., Akhmedov, K. S., Gogoleva, S. A. (2016). Approximating models of gas inflows to wells and calculations of predicted flow rates. *Automation, Telemechanization and Communication*, 9, 25-37.
15. Gasumov, R. A., Tolpaev, V. A., Akhmedov, K. S., Vinnichenko, I. A. (2012). Medium-term prediction of production wells flow rates in MS Excel. *Automation, Telemechanization and Communication in the Oil Industry*, 7, 32-36.
16. Degtyarev, B. V., Bukhgalter, E. B. (1976). Prevention forming of hydrates during the operation of gas wells in the northern regions. *Moscow: Nedra*.
17. Gasumov, R. A., Gasumov, E. R. (2020). A mathematical model for calculating the processes of tubing self-compression with liquid by blowing wells. *Oilfield Engineering*, 8(620), 46-51.

## Оценка целесообразности перевода эксплуатационных скважин в стадию капитального ремонта

Р. А. Гасумов<sup>1</sup>, Э. Р. Гасумов<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Северо-Кавказский федеральный университет, Ставрополь, Россия

<sup>2</sup>Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности, Баку, Азербайджан

### Реферат

В статье рассмотрено прогнозирование критических параметров эксплуатационных скважин для оценки необходимости их перевода в стадию капитального ремонта и включения в программу геолого-технических мероприятий (ГТМ). Изложена методика обоснования и оценки влияния критических значений параметров пласта-коллектора на работу эксплуатационных скважин. Рассмотрены три этапа перевода скважин в стадию капитального ремонта: геологический, технологический и аналитический, а также порядок оценки их эффективности. Рассмотрен порядок расчета времени останковки скважин и потерь газа при переходе эксплуатационных скважин в стадию капитального ремонта, определения параметров технологического режима после ГТМ. Разработана методика прогнозирования времени останковки скважин по причине обводнения (самозадавливания) и оценки сроков ее работы с промысловыми значениями дебитов на завершающем этапе разработки месторождений. Изложены результаты исследования зависимости критической высоты столба жидкости от забойного давления и среднесуточного дебита сеноманской скважины, схема выявления зависимости уровня газодляного контакта (ГВК) от пластового давления и объема отобранного газа. Рассмотрен порядок вычисления рейтинговой оценки технического и геолого-промыслового состояния скважин по данным диагностической карты.

**Ключевые слова:** месторождение; газовая скважина; прогноз; критический параметр; сеноман; обводнение; дебит; давление.

## İstismar quyularının əsaslı təmir mərhələsinə keçirilməsinin mümkünlüyünün qiymətlənməsi

R. A. Qasimov<sup>1</sup>, E. R. Qasimov<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Şimali Qafqaz Federal Universiteti, Stavropol, Rusiya

<sup>2</sup>Azərbaycan Dövlət Neft və Sənaye Universiteti, Bakı, Azərbaycan

### Xülasə

Məqalədə istismar quyularının əsaslı təmir mərhələsinə köçürülməsi zərurətini qiymətləndirmək və geoloji-texniki tədbirlər proqramına (GTM) daxil etmək üçün onların kritik parametrlərinin proqnozlaşdırılmasından bəhs edilir. Lay parametrlərinin kritik qiymətlərinin istismar quyularının istismarına təsirinin əsaslandırılması və qiymətləndirilməsi metodologiyası təqdim olunur. Quyuların əsaslı təmir mərhələsinə köçürülməsinin üç mərhələsi nəzərdən keçirilir: geoloji, texnoloji və analitik, habelə onların səmərəliliyinin qiymətləndirilməsi proseduru. İstismar quyularının əsaslı təmir mərhələsinə keçidi zamanı quyuların bağlanma müddətinin və qaz itkilərinin hesablanması, geoloji-texniki tədbirlərdən sonra texnoloji rejimin parametrlərinin müəyyən edilməsi qaydası nəzərdən keçirilir. Quyunun su basması (öz-özüne durğunluq) ilə əlaqədar bağlanma vaxtının proqnozlaşdırılması və yatağın işlənməsinin son mərhələsində yataqların hasilat göstəriciləri ilə onun istismar müddətinin qiymətləndirilməsi metodu işlənilib hazırlanmışdır. Maye sütununun kritik hündürlüyünün dib təzyiqindən və Senoman quyusunun orta sutkalıq debitindən asılılığının tədqiqinin nəticələri, qaz-su təması səviyyəsinin lay təzyiqindən asılılığının aşkarlanması sxemi və nümunə götürülmüş qazın həcmi təqdim olunur. Diaqnostik xəritəyə əsasən quyuların texniki və geoloji-mədən vəziyyətinin reyting qiymətləndirilməsinin hesablanması qaydası nəzərdən keçirilir.

**Açar sözlər:** yataq; qaz quyusu; proqnoz; kritik parametrlər; senoman; lay suları; axın; təzyiq.