

**АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ
ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН
СУРКОВСКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**



**ANALYSIS OF TECHNOLOGICAL REGIMES OF OPERATION
OF WELLS ON THE SURKOVSKOYE GAS AND CONDENSATE FIELD**

Петрушин Евгений Олегович

заместитель начальника промысла,
ОАО «Печоранефть»
eopetrushin@yahoo.com

Арутюнян Ашот Страевич

кандидат технических наук,
доцент кафедры прикладной математики,
Кубанский государственный
технологический университет
mereniya@mail.ru

Аннотация. Под технологическим режимом эксплуатации газовых (газоконденсатных) скважин понимается поддержание на забое скважин условий, обеспечивающих соблюдение правил охраны недр и безаварийную эксплуатацию скважин. В некоторых случаях, когда природные условия не налагают ограничений на величину дебитов скважин, отборы из скважин устанавливаются исходя из технико-экономических расчётов или нужд потребителя. Так или иначе, технологические режимы представляют собой ограничения, которые необходимо учитывать при эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин. Некоторые технологические режимы эксплуатации скважин могут быть выражены математическими формулами (режимы поддержания на забое скважины максимально допустимого градиента давления, режим допустимой депрессии на пласт, режим заданного дебита скважины и др.). Другие технологические режимы эксплуатации скважин основаны на определённых принципах, которые обуславливают ограничение величины дебита или забойного давления (технологические режимы, обеспечивающие равномерное продвижение границы раздела «газ – вода», максимальную продолжительность безводной эксплуатации скважин и т.д.). В статье выполнен анализ технологических режимов эксплуатации скважин Сурковского газоконденсатного месторождения.

Ключевые слова: технологические режимы эксплуатации скважин; режим постоянного градиента; режим постоянной депрессии на пласт; режим постоянного забойного давления; режим постоянного дебита скважин; режим постоянного устьевого давления; режим постоянной скорости потока; изменение технологического режима эксплуатации скважин в процессе разработки.

Petrushin Evgeniy Olegovich

Deputy head of oil and gas trade,
JSC «Pechoranefit»
eopetrushin@yahoo.com

Arutyunyan Ashot Straевич

Candidate of technical sciences,
Associate Professor
of applied mathematicians department,
Kuban state technological university
mereniya@mail.ru

Annotation. The technological mode of operation of gas (gas condensate) wells is understood as maintaining conditions at the bottom of the wells that ensure compliance with the rules for the protection of subsoil and trouble-free operation of wells. In some cases, when natural conditions do not impose restrictions on the value of well production rates, the production from wells is set based on technical and economic calculations or the needs of the consumer. One way or another, the technological modes are limitations that must be taken into account when operating gas and gas condensate wells. Some technological modes of well operation can be expressed by mathematical formulas (modes of maintaining the maximum permissible pressure gradient at the bottom of the well, the mode of the permissible drawdown per formation, the mode of a given well flow rate, etc.). Other technological modes of well operation are based on certain principles that determine the limitation of the flow rate or bottomhole pressure (technological modes that ensure uniform advancement of the gas-water interface, the maximum duration of waterless well operation, etc.). The article analyzes the technological modes of wells operation in the Surkovskoye gas and condensate field.

Keywords: technological modes of well operation; constant gradient mode; permanent drawdown mode; constant bottomhole pressure mode; constant well production rate; constant wellhead pressure mode; constant flow rate mode; change in the technological mode of well operation during development.

Общие положения

Технологический режим работы газовых и газоконденсатных скважин зависит от множества факторов, связанных со структурой месторождения, характеристикой пористой среды и пластовых флюидов, конструкцией скважин и техническими условиями эксплуатации скважинного и промыслового оборудования и др.

Эксплуатация газовых и газоконденсатных скважин осуществляется в соответствии с технологическим режимом их работы, установленным при проектировании разработки месторождений. Одной из основных задач проектирования разработки газовых и газоконденсатных месторождений является выбор такого режима эксплуатации скважин, при котором обеспечивается бесперебойная их работа в течение всего периода разработки залежи с максимальным извлечением запасов газа и конденсата при минимальных затратах. Технологический режим работы скважин устанавливается на основании материалов, накопленных при поиске, разведке и опытной эксплуатации месторождения. Соответствующая информация, используемая при выборе технологического режима, накапливается при изучении геологического строения месторождения, проведении газогидродинамических, геофизических и лабораторных исследований свойств газоносных коллекторов и содержащихся в них газов, воды и конденсата. Объём информации, необходимый для установления технологического режима, достаточно широк. Поэтому правильность выбранного технологического режима работы скважин в значительной степени зависит от количества и качества этой информации.

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, свойство 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.

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;
- многосластовость, 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.

Каждый из перечисленных факторов с учётом дополнительных, не приведённых выше, требует разработки конкретных методов и технологий, позволяющих установить оптимальный технологический режим работы скважин и снять по возможности ограничения, связанные с влиянием на него того или иного фактора. Для некоторых из них, например, для наличия подошвенной воды, разрушения пласта, образования пробок и гидратов и т.д., разработаны эффективные меры, позволяющие повысить производительность газовых скважин.

Независимо от исходных условий, многообразия факторов, влияющих на технологические режимы работы скважин, принимаемый в проекте вариант по режиму эксплуатации должен быть экономически наиболее эффективным. Нарушение последнего условия возможно лишь временно и в исключительных случаях.

Технологический режим работы газовых и газоконденсатных скважин устанавливается и поддерживается в соответствии со сроками, указанными в проекте разработки для каждой скважины на месторождении, исходя из геологических и технологических условий.

В качестве критериев при выборе технологического режима используются:

Режим постоянного градиента на стенке скважины, если пласт неустойчивый или слабоустойчивый и происходит разрушение призабойной зоны при превышении некоторого значения градиента давления. Как правило, разрушение породы в зависимости от устойчивости происходит, начиная от некоторого значения градиента. Если пласт неустойчивый к разрушению, то разрушение начинается при любом градиенте.

Предельно допустимые градиенты давления в породах с различной устойчивостью приведены ниже:

$$\frac{dP}{dR} < 0,05 \text{ атм./см} - \text{в неустойчивых коллекторах};$$

$$0,05 < \frac{dP}{dR} < 0,1 \text{ атм./см} - \text{в слабоустойчивых коллекторах};$$

$$0,1 < \frac{dP}{dR} < 1,0 \text{ атм./см} - \text{в среднеустойчивых к разрушению коллекторах};$$

$$1,0 < \frac{dP}{dR} < 1,5 \text{ атм./см} - \text{в устойчивых к разрушению коллекторах};$$

$$\frac{dP}{dR} > 1,5 \text{ атм./см} - \text{в высокоустойчивых коллекторах}.$$

Следует иметь в виду, что критерий в виде градиента давления в наименьшей степени изменчив в процессе разработки. Изменение градиента происходит только на поздней стадии разработки, при обводнении скважин, а также после ремонта скважин. При режиме эксплуатации скважин с постоянным градиентом давления происходит изменение радиуса скважины, если скважина эксплуатируется с выносом песка, но эти изменения не влияют на дебит скважины, так как они незначительны.

При $\frac{dP}{dR} = \text{const}$ расчёт дебита ведется по следующим формулам:

$$\frac{\partial P}{\partial R} = C = \frac{A_0 \cdot Q + B_0 \cdot Q^2}{P_{заб}} = \text{const}; \quad (1)$$

$$A_0 = \frac{A}{2 \cdot R_c \cdot \ln \frac{R_k}{R_c}}; \quad (2)$$

$$B_0 = \frac{B}{2 \cdot R_c}; \quad (3)$$

$$f(Q) = (A_0 \cdot Q + B_0 \cdot Q^2) - C \cdot \sqrt{P_{пл}^2 - A \cdot Q - B \cdot Q^2}; \quad (4)$$

$$f'(Q) = A_0 + 2 \cdot B_0 \cdot Q - C \cdot \frac{(-A_0 - 2 \cdot B_0 \cdot Q)}{2 \cdot \sqrt{P_{пл}^2 - A \cdot Q - B \cdot Q^2}}. \quad (5)$$

Решаем методом Ньютона:

$$P_{заб} = (P_{пл}^2 - A \cdot Q - B \cdot Q^2)^{1/2}; \quad (6)$$

$$C = \frac{A_0 \cdot Q + B_0 \cdot Q^2}{(P_{пл}^2 - A \cdot Q - B \cdot Q^2)^{1/2}} \quad (7)$$

Режим постоянной депрессии на пласт следует использовать, если существует возможность деформации пласта, приводящей к ухудшению проницаемости призабойной зоны или обводнение скважины подошвенной водой.

Следует обратить внимание, что величина допустимой депрессии на пласт зависит от свойств воды и газа, положения ГВК и величины вскрытия, т.е. нижней границы интервала перфорации, от вертикальной проницаемости пласта и активности подошвенной воды.

Таким образом, для обоснования технологического режима работы скважин в условиях возможного обводнения подошвенной водой имеются два основных направления работ:

1) приближённая оценка текущего безводного дебита газовых скважин, вскрывших изотропные и а пласты с подошвенной водой;

2) численное определение безводного или точнее, просто дебита скважины с учётом продвижения воды, путём использования геолого-математической модели скважины, вскрывшей однородные и неоднородно-многослойные пласты с подошвенной водой.

По методике Алиева З.С. предельный безводный дебит определяется так:

$$Q_{пб} = \frac{a^* \cdot Q^* \cdot R_c}{2 \cdot b^*}, \quad (8)$$

где

$$a^* = \frac{a \cdot h}{\ln \frac{R_k}{R_c}}; \quad b^* = \frac{b \cdot h^2}{\left(\frac{1}{R_c} - \frac{1}{R_k} \right)}; \quad (9)$$

$$Q^* = \bar{h} \cdot \ln \frac{\bar{R}_k}{\bar{h}} \cdot \left[-1 + \sqrt{1 + \frac{k_0}{\bar{h} \cdot \left(\ln \frac{\bar{R}}{\bar{h}} \right)^2}} \right]. \quad (10)$$

Здесь \bar{h} – относительное вскрытие пласта, которое определяется по следующей формуле:

$$\bar{h} = \frac{h_e}{h}. \quad (11)$$

\bar{R} – относительный радиус контура питания:

$$\bar{R} = \frac{R_k}{R_c}; \quad (12)$$

k_0 – параметр, определяемый по формуле:

$$k_0 = \frac{4 \cdot b^* \cdot \Delta P_{доп}^2}{a^{*2} \cdot R_c}; \quad (13)$$

$\Delta P_{доп}^2$ – допустимая депрессия на пласт при наличии подошвенной воды, определяемая согласно работе по формуле:

$$\Delta P_{доп}^2 = \frac{2 \cdot P_{пл} \cdot g \cdot h \cdot (1 - \bar{h}) \cdot (\rho_e - \rho_w)}{\eta} \cong D \cdot x, \quad (14)$$

где

$$D = \frac{2 \cdot P_{пл} \cdot g \cdot h \cdot (\rho_в - \rho_г)}{\eta} \text{ и } x = 1 - \bar{h}. \quad (15)$$

где $\rho_в$ и $\rho_г$ – плотности пластовой воды и газа в рабочих условиях, g – ускорение силы тяжести; η – высота столба жидкости, обеспечивающая 0,1 МПа.

аис и вис – коэффициенты фильтрационного сопротивления, определённые по результатам исследования скважин, вскрывших пласт толщиной h на величину $hв$ (рис. 1).

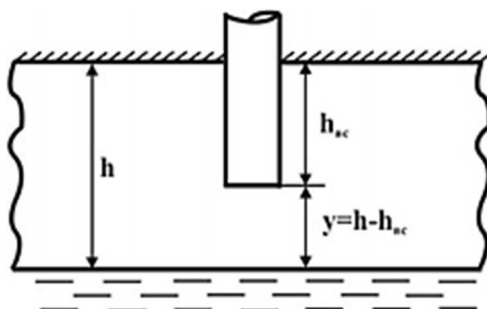


Рисунок 1 – Схема относительного вскрытия пласта

Режим постоянного забойного давления при проектировании не часто используется для обоснования режима эксплуатации скважин. Наиболее часто используемый случай $P_{заб} = const$ связан с разработкой ненасыщенных газоконденсатных месторождений. Такой режим не долговечен из-за того, что по достижении определённой величины пластового давления во избежание интенсивного снижения дебита скважин он заменяется другим режимом, более подходящим на данной стадии разработки залежи. Теоретически продление срока эксплуатации скважин на режиме $P_{заб} = const$ возможно при поддержании пластового давления путём закачки сухого газа или воды в пласт.

Дебит определяется из уравнения притока:

$$\Delta P^2 = P_{пл}^2 - P_{заб}^2 = a \cdot Q + b \cdot Q^2. \quad (16)$$

Уравнение (14) преобразуется следующим образом:

$$b \cdot Q^2 + a \cdot Q - \Delta P^2 = 0; \quad Q = \frac{-a + \sqrt{Dscr}}{2 \cdot b}, \quad (17)$$

где $Dscr$ – дискриминант квадратного уравнения:

$$Dscr = a + 4 \cdot b \cdot \Delta P^2, \quad (18)$$

где a и b – коэффициенты фильтрационного сопротивления.

Режим постоянного дебита скважин является наиболее выгодным, если его можно поддерживать длительное время, если увеличение депрессии на пласт при этом не приводит к осложнениям, если предприятие временно не имеет возможности бурить и обустривать дополнительное число скважин. Такой режим может быть временно использован и при условиях добычи коррозионно-активного газа, когда интенсивность коррозии связана со скоростью движения газа по стволу скважины с заданной конструкцией. При этом режиме конструкция скважины должна обеспечить вынос твёрдых и жидких примесей с забоя и исключить возможность образования песчано-жидкостных пробок.

Режим постоянного устьевого давления выбирается, как правило, на непродолжительный срок и при этом не с начала разработки месторождения. Использование режима $P_{уст} = const$ всегда связано с необходимостью некоторое время поддерживать такое давление, при котором работой системы осушки газа будет обеспечена требуемая кондиция газа. Такая ситуация возникает при несвоевременном вводе в эксплуата-

тацию дожимных компрессорных станций. Применение этого режима приводит к снижению дебита скважин ниже проектных. Такая ситуация возникает почти на всех месторождениях и приводит к временному уменьшению отбора газа из месторождения, не предусмотренного проектом.

Режим постоянной скорости потока, в особенности в интервале перфорации, используется для обеспечения выноса примесей, поступающих на забой вместе с газом. Режим постоянной скорости потока по стволу должен быть использован для двух участков: у интервала перфорации для выноса примесей и у устья скважины, при которой обеспечивается весьма низкая интенсивность коррозионно-эрозионного разъедания фонтанных труб в случае отсутствия защитных ингибиторов. Низкая скорость у интервала перфорации, достаточная для удаления примесей, должна быть $v \leq 5$ м/с. Ниже этого предела существует опасность образования пробки. Максимальная скорость ближе к устью скважины должна быть $v \leq 11$ м/с, при которой интенсивность разъедания труб значительно ниже, чем при скоростях больше 11 м/с. Таким образом, с точки зрения технологии эксплуатации скорость движения по стволу должна быть $5 \leq v \leq 11$ м/с.

Когда сила сопротивления среды R равна весу частицы в газовой среде G , получим:

$$v_0 = \sqrt{\frac{4 \cdot d \cdot (\rho_q - \rho_g) \cdot g}{3 \cdot \xi \cdot \rho_g}}, \quad (19)$$

где ξ – безразмерный коэффициент сопротивления среды; d – диаметр частицы; ρ_g – плотность газа, кг/м³; v_0 – скорость движения частицы.

При $Re < 500$:

$$\xi = \frac{24}{Re} = \frac{24 \cdot \mu}{v \cdot d \cdot \rho_g}. \quad (20)$$

При $Re > 500$ $\xi = 0,44$.

Из формулы (19) получаем:

$$v_0 = 5,44 \cdot \sqrt{\frac{d \cdot (\rho_q - \rho_g)}{\rho_g}}. \quad (21)$$

где

$$\rho_g = \rho_0 \cdot \frac{P \cdot Z_0 \cdot T_0}{P_0 \cdot Z \cdot T}; \quad (22)$$

$$v_{0,раб} = 1,2 \cdot v_0. \quad (23)$$

По результатам опытов величин критической скорости дебит скважины определяется по формуле:

$$Q_{уст} = \frac{v_{кр}^{уст} \cdot d^2 \cdot P_{уст}}{T_{уст} \cdot Z_{уст} \cdot 0,052}; \quad (24)$$

$$Q_{заб} = \frac{v_{кр}^{заб} \cdot d^2 \cdot P_{заб}}{T_{заб} \cdot Z_{заб} \cdot 0,052}. \quad (25)$$

При выносе капель жидкости скорость, необходимая для выноса жидкости:

$$v_{0,min} = 10 \cdot (45 - 0,0455 \cdot P_{заб})^{1/4} \cdot P_{заб}^{-1/2}. \quad (26)$$

Дебит газа, при котором капли жидкости будут выноситься с забоя:

$$Q_{ж,min} = \frac{\pi \cdot D^2}{4} \cdot v_{0,min} \cdot \frac{T_0 \cdot Z_0 \cdot P_{заб}}{T_{заб} \cdot Z_{заб} \cdot P_0}; \quad (27)$$

$$Z_{cp} = \left[0,4 \cdot \lg \left(\frac{T_{пл}}{T_{кр}} \right) + 0,73 \right]^{\left(\frac{P_{пл}}{P_{кр}} \right)} + 0,1 \cdot \left(\frac{P_{пл}}{P_{кр}} \right); \quad (28)$$

$$P_{кр} = 4,892 - 0,4048 \cdot \bar{p}; \quad (29)$$

$$T_{кр} = 94,717 + 170,8 \cdot \bar{p}; \quad (30)$$

$$T_{пр} = \frac{T_{пл}}{T_{кр}}; \quad (31)$$

$$P_{пр} = \frac{P_{пл}}{P_{кр}}. \quad (32)$$

Температурный технологический режим эксплуатации скважин

Для определения возможности образования гидратов в призабойной зоне пласта необходимо использовать уравнения: движения газа в пласте, распределения температуры при снижении давления и уравнения равновесного гидратообразования.

Прежде всего, надо исходить из того, что при работе скважины наибольший перепад давления в пласте имеет место у стенки скважины. Следовательно, самая низкая температура газа в зоне, дренируемой скважиной, будет у стенки, и оно будет самой опасной зоной с точки зрения образования гидратов:

$$P(R) = \left[P_{пл}^2 - a_1 \cdot Q \cdot \ln \left(\frac{R_k}{R} \right) - b_1 \cdot Q^2 \cdot \ln \left(\frac{1}{R} - \frac{1}{R_k} \right) \right]^{-0,5}; \quad (33)$$

$$a_1 = \frac{\mu \cdot z \cdot P_{амм} \cdot T_{пл}}{\pi \cdot k \cdot h \cdot T_{см}}; \quad b_1 = \frac{\rho_{амм} \cdot P_{амм} \cdot z \cdot T_{пл}}{2 \cdot \pi^2 \cdot l \cdot h^2 \cdot T_{см}}. \quad (34)$$

Распределение температуры газа в пласте с приемлемой точностью определяется по формуле:

$$T(R) = T_{пл} - D_i \cdot (P_{пл} - P(R)) \cdot \frac{\ln \left(1 + \frac{G \cdot C_p \cdot \tau}{\pi \cdot h \cdot C_n \cdot R^2} \right)}{\ln \left(\frac{R_n}{R} \right)}, \quad (35)$$

где D_i – коэффициент Джоуля-Томсона; G – дебит скважины, кг/час.

Для используемого при расчёте распределения давления Q (тыс. м³/сут.) может быть переведён в G по формуле:

$$G = 54 \cdot \rho \cdot Q,$$

где ρ – относительная плотность газа; C_p – изобарная теплоёмкость газа в пластовых условиях.

При $R = R_c$ можно найти потери температуры снижения давления при пуске скважины в работу с дебитом Q :

$$\Delta T = T_{пл} - T_{заб} = T_{пл} - D_i \cdot (P_{пл} - P_{заб}(R_c)) \cdot \frac{\ln \left(1 + \frac{G \cdot C_p \cdot \tau}{\pi \cdot h \cdot C_n \cdot R^2} \right)}{\ln \left(\frac{R_n}{R} \right)}. \quad (36)$$

Методика расчёта

Определение допустимого дебита проектной скважины при режиме постоянного градиента на стенке скважины:

1. Исходные данные ($R_c, R_k, C, A, B, P_{пл}$) принимаем из приложения;
2. Определяем значения коэффициентов A_0 и B_0 согласно формулам (2) и (3) соответственно;
3. Определяем $f(Q_i)$ и $f'(Q_i)$ по формулам (4) и (5);
4. Производим расчёт допустимого дебита с помощью метода Ньютона;
5. Строим график зависимости $f(Q_i)$ от Q_i , определяем допустимый дебит.

Определение допустимого дебита проектной скважины при режиме постоянной депрессии на пласт:

1. Исходные данные ($\rho_{отн}, T_{пл}, h_e^{cp}, h_{вск}, g, \rho_b, R_c, R_k, A, B, P_{пл}$) принимаем из приложения.
2. Рассчитываем критические, приведенные параметры и коэффициент сжимаемости по формулам (28), (29), (30), (31) и (32);
3. Находим допустимую депрессию на пласт $\Delta P_{доп}^2$ по формуле (14), k_0 и Q^* по формулам (13) и (10);
4. Находим $Q_{пб}$ по формуле (8);
5. Строим графическую зависимость $Q_{пб}$ от $h_{отн}$ для определения предельного безводного дебита.

Обоснование скоростного режима эксплуатации проектной скважины:

1. Исходные данные ($P_{заб}, P_{уст}, T_{заб}, d_{нкт}, T_{заб}, T_{уст}, Z_{заб}, Z_{уст}, P_{ст}, T_{ст}$) принимаем из приложения;
2. Находим $Z_{уст}$ по формуле (28), находим $Z_{заб}$ по формуле (28);
3. Определяем дебит скважины из условия, что $v_{заб} > 5$ м/с по формуле (25);
4. Определяем дебит скважины из условия, что $v_{заб} < 11$ м/с по формуле (24).
5. Определяем дебит выноса капельной жидкости по формуле (27).

Определение дебита при режиме постоянного давления на забое:

1. Исходные данные ($P_{пл}, P_{заб}, A, B$);
2. Находим разность между $P_{пл}^2 - P_{заб}^2$;
3. Составляем квадратное уравнение $b \cdot Q^2 + a \cdot Q - (P_{пл}^2 - P_{заб}^2) = 0$;
4. Определяем корень квадратного уравнения по формуле (17).

Определяем давление на забое при режиме постоянного дебита:

1. Исходные данные ($P_{пл}, A, B, Q$);
2. Определяем значение $P_{заб}$ по формуле $P_{заб} = \sqrt{P_{пл}^2 - a \cdot Q - b \cdot Q^2}$.

Определяем значение дебита при режиме постоянного давления на устье скважины:

1. Исходны данные ($T_{уст}, T_{заб}, A, B, P_{уст}, H$);
2. Определяем значения $T_{пр}, P_{пр}, Z_{ср}, s, \theta$;

3. Составляем систему уравнений
$$\begin{cases} P_{пл}^2 - P_{заб}^2 = a \cdot Q + b \cdot Q^2 \\ P_{заб} = \sqrt{P_{уст}^2 \cdot e^{2 \cdot s} + \theta \cdot Q^2} \end{cases};$$

4. Подставляем $P_{заб}$ в верхнее выражение и получаем квадратное уравнение;
5. Определяем значение дебита из квадратного уравнения;
6. Определяем значение давления на забое.

Расчётная часть

Задача 1. Определение допустимого дебита проектной скважины при режиме постоянной депрессии на пласт.

Исходные данные: $R_c = 0,095$ м, $R_k = 1000$ м, $\rho_{отн} = 0,605$, $T_{пл} = 344$ °K, $g = 9,81$ м/с², $\rho_b = 1020$ кг/м³, $h_{cm}^* = 10$ м.

Таблица 1 – Исходные данные

№ скважины	$A, (МПа)^2/(тыс. м^3/сут.)$	$B, (МПа)^2/(тыс. м^3/сут.)^2$	Рпл, МПа	$h_e^{cp}, м$	$h_{вск}, м$
65	0,06	0,0003	12,8	9,0	5,6
105	0,46	0,0024	20,5	25,0	15,5
110	0,04	0,0003	14,2	6,6	4,1

Таблица 2 – Определение критических параметров и коэффициента сверхсжимаемости

№ скважины	$T_{кр}, °K$	$P_{кр}, МПа$	$T_{пр}$	$P_{пр}$	Z
65	198,051	4,65	1,74	2,75	0,866
105	198,051	4,65	1,74	4,42	0,873
110	198,051	4,65	1,74	3,06	0,864

Таблица 3 – Расчёт необходимых параметров

№ скважины	$\rho_f, кг/м^3$	$h_{отн}$	$A^*, (МПа)^2/(тыс. м^3/сут.)$	$B^*, (МПа)^2/(тыс. м^3/сут.)^2$	$\frac{R_k}{R_c}$
65	91,8	0,62	0,058	0,002308719	10526,3
105	148,3	0,62	1,242	0,142513539	10526,3
110	103,5	0,62	0,025	0,001241578	10526,3

Таблица 4 – Определение предельно допустимого дебита

№ скважины	$\Delta P_{дол}^2, МПа^2/м$	k_0	Q^*	Q, тыс. м ³ /сут.
65	79718,7	132911	281,09	335,8
105	333722,2	1612751	993,93	409,7
110	64036,4	134219	282,50	268,4

Таблица 5 – Зависимость дебита от относительного вскрытия скважины № 65

$h_{отн}$	$\Delta P_{дол}^2, МПа^2/м$	k_0	Q^*	Q, тыс. м ³ /сут.
0	0	0	0	0
0,10	188807,5	314790	176,27	211,5
0,15	178318,2	297301	209,51	251,3
0,20	167828,9	279813	234,40	281,2
0,25	157339,6	262325	253,44	304,0
0,30	146850,3	244836	267,90	321,4
0,35	136361,0	227348	278,50	334,1
0,40	125871,7	209860	285,69	342,7
0,45	115382,4	192372	289,73	347,6
0,50	104893,1	174883	290,77	348,8
0,55	94403,8	157395	288,85	346,5
0,60	83914,4	139907	283,93	340,6
0,65	73425,1	122418	275,86	330,9
0,70	62935,8	104930	264,37	317,1
0,75	52446,5	87442	249,03	298,7
0,80	41957,2	69953	229,10	274,8
0,85	31467,9	52465	203,32	243,9
0,90	20978,6	34977	169,19	203,0
0,95	10489,3	17488	120,35	144,4
1,00	0,0	0	0,00	0,0

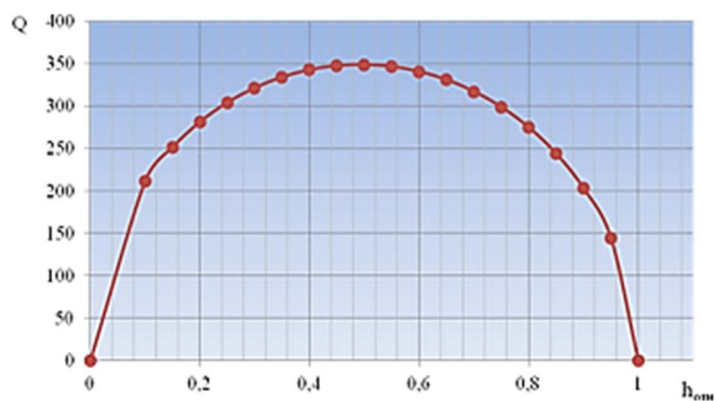


Рисунок 2 – График зависимости предельного безводного дебита от относительного вскрытия пласта для скважины № 65 $Q_{\text{отт}} = 348,8$ тыс. м³/сут. при вскрытии 0,5

Таблица 6 – Зависимость дебита от относительного вскрытия скважины № 105

$h_{\text{отн}}$	$\Delta P_{\text{отт}}^2$, МПа ² /м	k_0	Q^*	Q , тыс. м ³ /сут.
0	0	0	0	0
0,10	790394,8	3819674	616,88	255,3
0,15	746484,0	3607470	733,94	303,7
0,20	702573,1	3395266	821,88	340,1
0,25	658662,3	3183062	889,40	368,1
0,30	614751,5	2970858	940,93	389,4
0,35	570840,7	2758654	979,01	405,2
0,40	526929,8	2546450	1005,18	416,0
0,45	483019,0	2334245	1020,38	422,3
0,50	439108,2	2122041	1025,09	424,2
0,55	395197,4	1909837	1019,49	421,9
0,60	351286,6	1697633	1003,40	415,3
0,65	307375,7	1485429	976,33	404,1
0,70	263464,9	1273225	937,36	387,9
0,75	219554,1	1061021	884,92	366,2
0,80	175643,3	848817	816,49	337,9
0,85	131732,5	636612	727,64	301,1
0,90	87821,6	424408	609,66	252,3
0,95	43910,8	212204	440,23	182,2
1,00	0,0	0	0,00	0,0

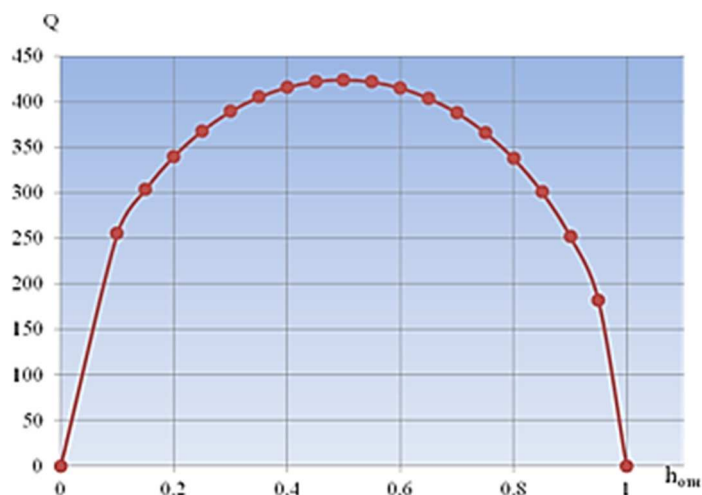


Рисунок 3 – График зависимости предельного безводного дебита от относительного вскрытия пласта для скважины № 105 $Q_{\text{отт}} = 424,4$ тыс. м³/сут. при вскрытии 0,5

Таблица 7 – Зависимость дебита от относительного вскрытия скважины № 110

$h_{\text{отн}}$	$\Delta P_{\text{доп}}^2$, МПа ² /м	k_0	Q^*	Q , тыс. м ³ /сут.
0	0	0	0	0
0,10	151665,1	317886	177,14	169,0
0,15	143239,3	300226	210,54	200,9
0,20	134813,5	282566	235,56	224,8
0,25	126387,6	264905	254,70	243,0
0,30	117961,8	247245	269,23	256,9
0,35	109535,9	229585	279,88	267,1
0,40	101110,1	211924	287,11	274,0
0,45	92684,2	194264	291,17	277,8
0,50	84258,4	176603	292,22	278,8
0,55	75832,6	158943	290,29	277,0
0,60	67406,7	141283	285,35	272,3
0,65	58980,9	123622	277,24	264,5
0,70	50555,0	105962	265,70	253,5
0,75	42129,2	88302	250,28	238,8
0,80	33703,4	70641	230,26	219,7
0,85	25277,5	52981	204,35	195,0
0,90	16851,7	35321	170,06	162,3
0,95	8425,8	17660	120,98	115,4
1,00	0,0	0	0,00	0,0

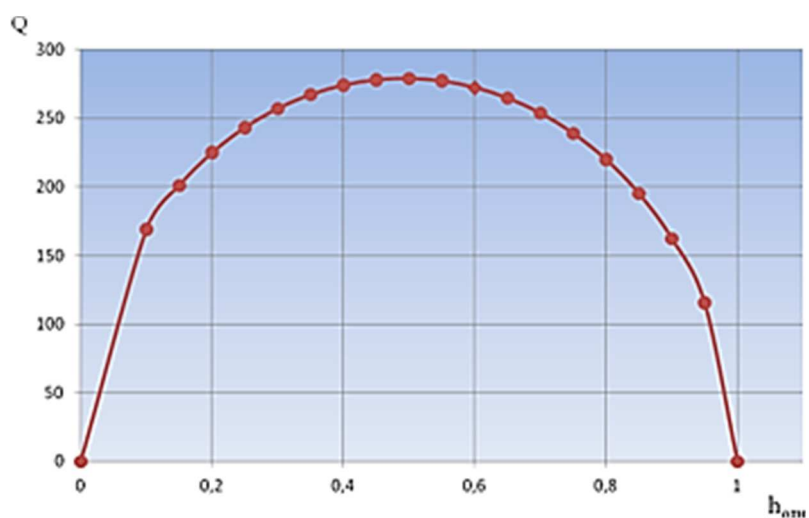


Рисунок 4 – График зависимости предельного безводного дебита от относительного вскрытия пласта для скважины № 110 $Q_{\text{опт}} = 278,8$ тыс. м³/сут. при вскрытии 0,5

Задача 2. Определение допустимых дебитов проектных скважин при режиме постоянного градиента на стенке скважины

Таблица 8 – Исходные данные

№ скважины	A , (МПа) ² /(тыс. м ³ /сут.)	B , (МПа) ² /(тыс. м ³ /сут.) ²	$P_{\text{пл}}$, МПа	R_k , м	R_c , м
65	0,06	0,0003	12,8	1000	0,095
105	0,46	0,0024	20,5	1000	0,095
110	0,04	0,0003	14,2	1000	0,095

Таблица 9 – Значения вычисленных коэффициентов фильтрационных сопротивлений A_0 , B_0

№ скважины	A_0 (МПа) ² /(тыс. м ³ /сут.)	B_0 (МПа) ² /(тыс. м ³ /сут.) ²
65	0,03410	0,0015789
105	0,26141	0,0126316
110	0,01989	0,0015789

Таблица 10 – Значения дебитов в зависимости от C

C , МПа/м	скважина № 65 Q , тыс. м ³ /сут.	скважина № 105 Q , тыс. м ³ /сут.	скважина № 110 Q , тыс. м ³ /сут.
10	501,2	669,7	590,12

Задача 3. Определение забойного давления при режиме постоянного дебита

Таблица 11 – Исходные данные

№ скважины	A , (МПа) ² /(тыс. м ³ /сут.)	B , (МПа) ² /(тыс. м ³ /сут.) ²	$P_{пл}$, МПа	Q , тыс. м ³ /сут.
65	0,06	0,0003	12,8	348,8
105	0,46	0,0024	20,54	423,4226
110	0,035	0,0003	14,5	278,4

Таблица 12 – Определение давления на забое

№ скважины	$P_{заб}$, МПа
65	10,315695
105	13,524464
110	12,986302

Вывод: Из проведённых расчётов следует, чтобы поддерживать оптимальные дебиты нужно поддерживать рассчитанные давления на забое.

Задача 4. Определение давления на устье при оптимальном дебите

Таблица 13 – Исходные данные

№ скважины	Q , тыс. м ³ /сут.	$P_{заб}$, МПа	$T_{уст}$, °K	$T_{заб}$, °K
65	348,8	10,315695	292,8	341
105	423,4226	13,524464	293,9	345
110	278,4	12,986302	293	345

Таблица 14 – Определение необходимых параметров для нахождения давления на устье

№ скважины	S	$P_{уст}$	$Z_{ср}$	Θ	дискриминант
65	0,237372	5,120095	0,864	0,000528	0,4067874
105	0,249666	7,181893	0,844	0,000546	1,14069631
110	0,23338	9,001585	0,851	0,000509	0,11317833

Задача 5. Определение минимального и максимального допустимых дебитов при скоростном режиме.

Таблица 15 – Исходные данные: $P_{ст} = 0,101325$ МПа, $T_{ст} = 293,15$ °K, $T_{пл} = 344$ °K, $T_{кр} = 198,051$ °K, $P_{кр} = 4,65$ МПа, $d_{нкт} = 0,073$ м, $v_{заб} = 5$ м/с, $v_{уст} = 12$ м/с

№ скважины	$P_{заб}$, МПа	$P_{уст}$, МПа	$T_{уст}$, °K
65	10,315695	5,120095	292,8
105	13,524464	7,181893	293,9
110	12,986302	9,001585	293

Таблица 16 – Определение дебита на устье скважины из условий, что $v_{уст} < 11$ м/с

№ скважины	$T_{пр}$ (уст)	$P_{пр}$ (уст)	$Z_{уст}$	$Q_{уст}$, тыс. м ³ /сут.
65	1,491	1,677	0,855	458,4
105	1,470	2,219	0,826	628
110	1,461	1,941	0,836	542,9

Таблица 17 – Определение дебита на забое скважины из условий, что $v_{заб} > 5$ м/с

№ скважины	$T_{пр}$ (заб)	$P_{пр}$ (заб)	$Z_{заб}$	$Q_{заб}$, тыс. м ³ /сут.
65	1,75	2,43	0,874	270,6
105	1,73	2,91	0,862	329,3
110	1,72	2,48	0,867	222,7

Вывод: Из выполненных расчётов следует, что данные дебиты входят в диапазон дебитов, при которых выносятся жидкость и твёрдые частицы с забоя, а также при которых устьевое оборудование подвергается наименьшему износу.

Задача 6. Температурный режим

Таблица 18 – Исходные данные

$T_{пл}$, °K	$T_{нс}$, °K	$T_{ммп}$, °K	$H_{нс}$, м	$H_{скв}$, м	$H_{ммп}$, м	$\lambda_{тр}$	C_p , Дж/(кг·°K)
344,00	264	267	5,4	3200	389	0,017	2827,1

Таблица 19

C_p , Дж/(кг·°K)	λ_p , Вт/(м·°K)	R_k , м	R_c , м	$d_{нкт}$, м	$T_{кр}$, °K	$P_{кр}$, МПа	$C_{ммп}$, Дж/м ³	$\lambda_{ммп}$, Вт/(м·°K)
960	1,6	1000	0,095	0,073	198,051	4,65	2,12	3,21

Таблица 20

№ скважины	Q , тыс. м ³ /сут.	$P_{заб}$, МПа	$P_{пл}$, МПа	h , м
65	348,8	10,315695	12,8	9
105	423,4226	13,524464	20,54	25
110	278,4	12,986302	14,5	6,6

Таблица 21 – Определение параметров до ММП

№ скважины	G , кг/с	$T_{пр}$	$P_{пр}$	$f(D_i)$, Дж/(кг·°K)	D_i , °K/МПа	$f(\tau)$	Γ , °K/м	α , 1/м	ΔT_i , °K
65	3,17	1,74	2,75	207,01	3,12	5,42	0,026451	0,000207	2,50
105	3,84	1,74	4,42	167,61	2,53	5,42	0,026451	0,000171	5,80
110	2,53	1,74	3,05	199,88	3,01	5,42	0,026451	0,000260	1, 19

Таблица 22 – Определение параметров в зоне ММП

№ скважины	$\Gamma_{ммп}$, °K/м	B	$f(\tau)$ ММП	α_m , 1/м
65	0,007821	0,000129	8,816937	0,000255
105	0,007821	0,000129	8,816937	0,000210
110	0,007821	0,000129	8,816937	0,000320

Таблица 23 – Определение термобарических параметров по стволу скважины № 65

H_i , м	T_i , °K	$T_{срi}$, °K	$P_{срi}$, МПа	$Z_{срi}$	S_i	θ_i	P_i , МПа
3300	341,50	341,50	10,32	0,874	0	0	10,32
389	312,15	326,82	7,91	0,879	0,209303	0,0004974	5,50
0	309,10	310,63	5,11	0,901	0,028710	0,0000537	4,73

Таблица 24 – Определение термобарических параметров по стволу скважины № 105

H_i , м	T_i , °K	$T_{срi}$, °K	$P_{срi}$, МПа	$Z_{срi}$	S_i	θ_i	P_i , МПа
3300	338,20	338,20	13,52	0,858	0	0	13,52
389	312,92	325,56	10,70	0,857	0,215562	0,0004862	7,88
0	309,88	311,40	7,47	0,872	0,029614	0,0000521	7,05

Таблица 25 – Определение термобарических параметров по стволу скважины № 110

H_i , м	T_i , °K	$T_{срi}$, °K	$P_{срi}$, МПа	$Z_{срi}$	S_i	θ_i	P_i , МПа
3300	342,81	342,81	12,99	0,864	0	0	12,99
389	312,52	327,67	11,11	0,857	0,214238	0,0004885	9,23
0	309,48	311,40	8,99	0,856	0,030183	0,0000511	8,75

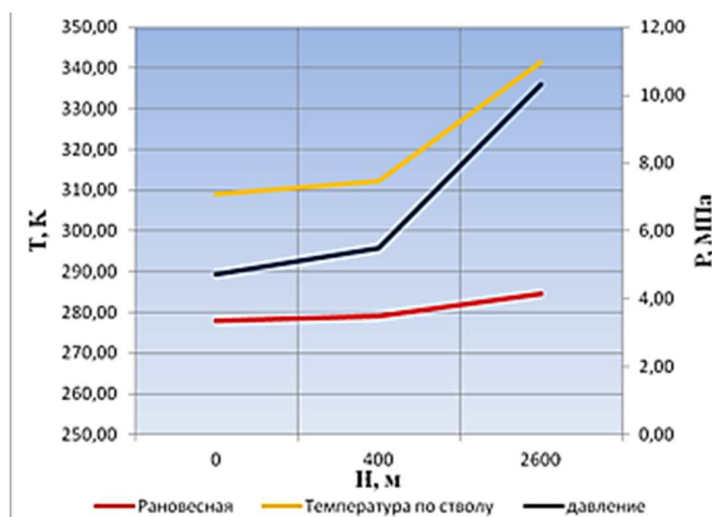


Рисунок 5 – График распределения давления и температуры по стволу скважины № 65

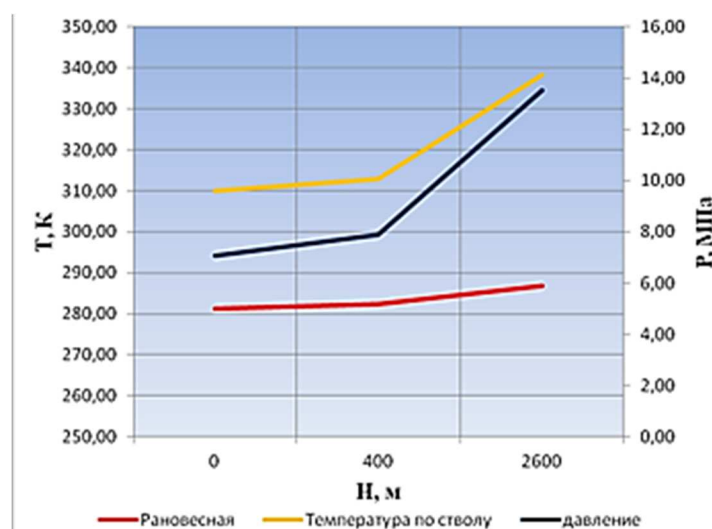


Рисунок 6 – График распределения давления и температуры по стволу скважины № 105

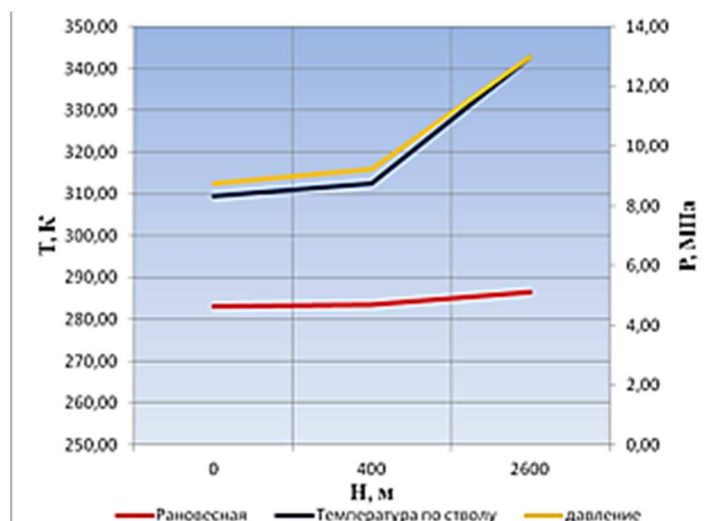


Рисунок 7 – График распределения давления и температуры по стволу скважины № 110

Таблица 26 – Определение равновесной температуры

H, м	скважина № 65		скважина № 105		скважина № 110	
	P _i , МПа	T _{pi} , °K	P _i , МПа	T _{pi} , °K	P _i , МПа	T _{pi} , °K
3300	10,32	284,57	13,52	286,91	12,99	286,56
389	5,50	279,13	7,88	282,24	9,23	283,61
0	4,73	277,83	7,05	281,28	8,75	283,14

Вывод: При заданном технологическом режиме работы скважин расчёты показывают, что во всех скважинах не создаются условия для гидратообразования. Все скважины работают в безгидратном режиме.

Изменение технологического режима эксплуатации скважин в процессе разработки

Технологический режим эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин, установленный на ранней стадии разработки с учётом определяющего на этой стадии фактора или сочетания факторов, изменяется в процессе разработки месторождений. Изменения технологического режима обуславливаются либо изменением определяющего фактора, по которому устанавливался данный режим, либо возникновением и влиянием новых факторов, которые на данном этапе разработки. Необходимость изменения установленного технологического режима обуславливается изменением характеристик пласта и скважин в процессе разработки, проведением ремонтно-профилактических и интенсификационных работ.

Необходимость изменения режима работы скважин возникает:

I. Когда определяющим фактором является подошвенная вода и допустимая предельная депрессия на пласт была выбрана для заданной начальной величины вскрытия пласта и положения газовой воды контакта. С изменением пластового давления и толщины газоносного пласта величина допустимой депрессии линейно уменьшается.

II. Когда определяющим фактором является близость контурных вод и когда критерием выбора режима могут служить несколько параметров, среди которых наиболее существен суммарный отбор газа из месторождения, в особенности с малыми запасами газа до прорыва воды в скважину.

В скважинах, расположенных близко к контурной воде, ограничение депрессии с целью предотвращения преждевременного прорыва воды является необходимым условием. Величина депрессии в приконтурных скважинах на каждом конкретном месторождении и в конкретной скважине выбирается расчётным путём, исходя из расстояния от забоя скважины до контакта «газ – вода», коллекторских свойств пласта и их

изменения в зоне от скважины до ГВК из-за изменения пластового давления и других геолого-промысловых параметров. При наличии нескольких пропластков с различными фильтрационными свойствами эти расчёты производятся по наиболее опасному с точки зрения быстрого прорыва контурной воды пласту.

III. Когда устойчивость породы к разрушению является основным фактором, критерий технологического режима эксплуатации скважин устанавливается в виде постоянного градиента и его изменение в течение всего периода разработки не допускается. Если скважина вскрывает коллектор с весьма низкой устойчивостью пород к разрушению, то в процессе разработки требуется поддерживать его постоянным до тех пор, пока не будут проведены определённые мероприятия по предотвращению разрушения пласта.

В большинстве случаев в рыхлых коллекторах практически при любой величине градиента происходит разрушение пласта. Однако при сравнительно продолжительной работе скважины на данном градиенте после выноса породы из зоны определённого радиуса распространения градиента разрушение пласта должно существенно замедляться в результате перемещения выбранного градиента от стенки скважины вглубь пласта и отсортровки выносимых частиц породы.

Изменение технологического режима эксплуатации скважин, установленного исходя из условия разрушения пласта при превышении допустимой величины градиента, может происходить при применении механических или гравийных фильтров, проведении ремонтно-профилактических работ скважинного или устьевого оборудования и др.

IV. Когда основным фактором является условие вскрытия пласта и несовершенство скважины по степени и характеру, следует исходить из двух основных условий, которые связаны с необходимостью вскрытия скважины заданной промысловой жидкостью и дострел перфорированной части фильтра и уплотнения перфорации до её оптимальной величины.

V. Когда основным фактором является наличие в составе газа коррозионно-активных компонентов, необходимость изменения технологического режима возникает начиная с момента, когда дальнейшее увеличение диаметра насосно-компрессорных труб невозможно. При этом скорость потока газа не должна превышать определённую величину в любом сечении ствола скважины. Превышение допустимой величины скорости потока в этом случае оценивается как снятие ограничивающего фактора процесса коррозии скважинного оборудования. Если в процессе эксплуатации скважины производится закачка антикоррозионного ингибитора, то изменение технологического режима эксплуатации также становится необходимостью. Технологический режим эксплуатации скважины при постоянной скорости движения потока, существенно влияющей на интенсивность коррозии, подлежит изменению и в тех случаях, когда необходимо поддерживать определённое устьевое давление и когда увеличение количества влаги в газе приводит к более интенсивной коррозии оборудования. Как правило, в процессе разработки по мере снижения парциального давления коррозионно-активного компонента интенсивность коррозии снижается.

VI. Когда изменение технологического режима эксплуатации скважин обусловлено изменением параметров пласта в призабойной зоне в результате очищения или загрязнения его в процессе разработки. Происходящее изменение параметров призабойной зоны определяется периодическими исследованиями, проводимыми на скважинах. Часто на практике изменение установленного технологического режима происходит в скважинах, выносящих значительное количество жидких компонентов и твердых примесей при заданной конструкции скважины.

Когда изменение технологического режима эксплуатации скважины связано с многопластовостью. Эти изменения обуславливаются степенью истощения отдельных пластов в процессе разработки, применением системы одновременно-раздельной эксплуатации скважин, изменением схемы сбора, очистки и осушки газа на промысле, необходимостью проведения изоляционных работ на одном из пластов и т.д.

Когда технологический режим устанавливается исходя из возможности образования гидратов. В этом случае выбранный технологический режим, обеспечивающий безгидратный режим эксплуатации скважины, должен быть изменён, если производится ингибирование продукции скважины в призабойной зоне пласта и в стволе.

IX. Когда изменение технологического режима работы скважины обусловлено накоплением и выносом столба жидкости или песчаной пробки на забое скважин.

В этом случае, когда дальнейшие изменения в конструкции фонтанных труб невозможны или нецелесообразны и поступающая из пласта конденсационная, пластовая вода или тяжелые компоненты углеводородов, переходящие в жидкое состояние в призабойной зоне и в стволе скважин, полностью не выносятся, процесс накопления песчано-жидкостного и жидкостного столба приводит к изменению технологического режима. Удаление столба жидкости производят путём закачки в ствол скважины ПАВ; повышения депрессии и соответственно дебита скважин; изменения глубины спуска и диаметра насосно-компрессорных труб; использования механического способа; установления нового технологического режима.

X. Когда изменение технологического режима эксплуатации обусловлено необходимостью поддержания определённой величины устьевого давления или его изменения.

В этом случае величина устьевого давления, а в некоторых случаях – давления в промысловом газосборном коллекторе требует изменения технологического режима по некоторым скважинам.

Время перехода от одного технологического режима к другому в основном зависит от фактора или сочетания факторов, по которым устанавливался данный технологический режим, от стадии разработки залежи и от условия сбора и транспорта газа.

Время, которое необходимо для изменения режима в зависимости от стадии разработки, диктуется темпом освоения рассматриваемого месторождения, потребностью народного хозяйства по меньшей мере в данном районе, т.е. годовыми отборами, продолжительностью нарастающей, постоянной и падающей добычи, условиями сбора и подготовки газа, переводом от одной системы осушки к другой и начальными данными газопровода, соблюдение которых ставится весьма жёстко.

Литература

1. Булатов А.И. [и др.]. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.
2. Гриценко А.И. [и др.]. Руководство по исследованию скважин. – М. : Наука, 1995. – 523 с.
3. Зотов Г.А., Алиев З.С. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин. – М. : Недра, 1981. – 248 с.
4. Климов В.В., Савенок О.В., Лешкович Н.М. Основы геофизических исследований при строительстве и эксплуатации скважин на нефтегазовых месторождениях. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 274 с.
5. Ладенко А.А., Савенок О.В. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений. – М. : Инфра-Инженерия, 2020. – 244 с.
6. Попов В.В. [и др.]. Геофизические исследования и работы в скважинах : учебное пособие. – Новочеркасск : Лик, 2017. – 326 с.
7. Попов В.В. [и др.]. Геоинформатика нефтегазовых скважин. – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2018. – 292 с.
8. Перемышев Ю.А. Уточненный проект разработки Средневилюйского ГКМ : отчёт о научно-исследовательской работе. – М. : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 250 с.
9. Савенок О.В., Арутюнян А.С., Шальская С.В. Интерпретация результатов гидродинамических исследований : учебное пособие. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2017. – 203 с.
10. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2019. – 275 с.
11. Шагиев Р.Г. Исследование скважин по КВД. – М. : Наука, 1998. – 304 с.
12. Шальская С.В., Петрушин Е.О., Савенок О.В. Интерпретация результатов гидродинамических исследований : методические указания к практическим занятиям по дисциплине «Интерпретация результатов гидродинамических исследований» для студентов-бакалавров направления подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело». – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2015. – 44 с.
13. Вержбицкий В.В., Гунькина Т.А., Чернова В.В. Влияние неоднородности пласта на результаты газогидродинамических исследований // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 2. – С. 57–60.
14. Мамедова М.А. Исследование параметров призабойной зоны трещинных пластов при неустановившемся режиме // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 2 в 2 ч. – Ч. 1. – С. 252–254.

15. Петрушин Е.О., Савенок О.В. Экспериментальные исследования гидродинамики горизонтальных скважин // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник), 2014. – № 3. – С. 35–42.
16. Петрушин Е.О., Андрияди А.А., Савенок О.В. Исследование гидродинамики горизонтальных скважин / Материалы VII Всероссийской конференции «Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых» (28–31 октября 2014 года, г. Пермь). – Пермь : Издательство Пермского национального исследовательского политехнического университета, 2014. – С. 275–278.
17. Петрушин Е.О., Савенок О.В., Арутюнян А.С. Анализ современных технологий интерпретации результатов гидродинамических исследований горизонтальных скважин // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – М. : Издательство «Горная книга», 2015. – № 10. – С. 397–405.
18. Петрушин Е.О., Савенок О.В., Арутюнян А.С. Разработка математической модели изменения давления в процессе исследования горизонтальных скважин // Инженер-нефтяник, 2015. – № 3. – С. 44–48.
19. Петрушин Е.О., Савенок О.В., Арутюнян А.С. Определение дебита пластовой жидкости с учётом отклонения оси скважины от нормали к плоскости напластования пород // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2015. – № 11. – С. 9–13.
20. Петрушин Е.О., Савенок О.В., Арутюнян А.С. Интерпретация результатов испытания горизонтальных скважин и анализ полученных данных на примере Памятно-Сасовского нефтяного месторождения (Волгоградской области) // Инженер-нефтяник, 2015. – № 4. – С. 34–44.
21. Петрушин Е.О., Савенок О.В., Арутюнян А.С. Разработка методики определения параметров пласта по данным исследования горизонтальных скважин и оценка применимости полученных данных // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2016. – № 1. – С. 43–47.
22. Петрушин Е.О., Савенок О.В., Арутюнян А.С. Анализ существующих методов определения параметров пласта по данным гидродинамических исследований горизонтальных скважин // Нефтепромысловое дело. – 2016. – № 4. – С. 23–28.
23. Петрушин Е.О., Савенок О.В., Арутюнян А.С. Анализ применения методики определения параметров пласта по данным исследования горизонтальных скважин, её особенности и новые возможности // Наука и техника в газовой промышленности. – 2016. – № 2/2016. – С. 47–58.
24. Петрушин Е.О., Савенок О.В., Арутюнян А.С. Оценка достоверности методики определения параметров пласта по данным исследования горизонтальных скважин // Наука и техника в газовой промышленности. – 2017. – № 1 (69). – С. 62–71.
25. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С., Лешкович Н.М. Диагностика газовой скважины по результатам гидродинамических исследований при установившейся фильтрации // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 2. – С. 215–226.
26. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С. Проведение комплекса геофизических работ в скважинах Ямбургского газоконденсатного месторождения // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 1. – С. 173–180.
27. Савенок О.В., Поварова Л.В., Аванесов А.С. Исследование результатов эксплуатации горизонтальных скважин, эффективности бурения боковых стволов и работ по их углублению на Вынгапуровском месторождении // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 2 в 2 ч. – Ч. 2. – С. 139–145.
28. Сопнев Т.В., Бекетов С.Б. Уточнение газогидродинамической модели сеноманской газовой залежи Южно-Русского месторождения // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 2 в 2 ч. – Ч. 2. – С. 162–173.
29. Пахляян И.А. [и др.]. База данных «Электронно-методический комплекс «Интерпретация результатов гидродинамических исследований». Свидетельство о государственной регистрации базы данных № 2015621693. Заявка № 2015621108. Дата поступления 27 августа 2015 г. Дата государственной регистрации в Реестре баз данных 25 ноября 2015 г.
30. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С. База данных «Современные методы гидродинамических исследований горизонтальных скважин». Свидетельство о государственной регистрации базы данных № 2016620162. Заявка № 2015621527. Дата поступления 07 декабря 2015 г. Дата государственной регистрации в Реестре баз данных 03 февраля 2016 г.

References

1. Bulatov A.I. [et al.]. Ecology in the construction of oil and gas wells: a textbook for university students. – Krasnodar : Enlightenment-South LLC, 2011. – 603 p.
2. Gritsenko A.I. [et al.]. Manual for Well Research. – Moscow: Science, 1995. – 523 p.
3. Zotov G.A., Aliev Z.S. Instruction for complex investigation of gas and gas condensate formations and wells. – M. : Nedra, 1981. – 248 p.
4. Klimov V.V., Savenok O.V., Leshkovich N.M. Basics of Geophysical Investigations in Construction and Operation of Wells at Oil and Gas Fields. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 274 p.

5. Ladenko A.A., Savenok O.V. Theoretical Foundations of Oil and Gas Births Development. – M. : Infra-Engineering, 2020. – 244 p.
6. Popov V.V. [et al.]. Geophysical research and work in wells : a training manual. – Novocherkassk : Lick, 2017. – 326 p.
7. Popov V.V. [et al.]. Geoinformatics of oil and gas wells. – Novocherkassk : «Lik» Publishing House, 2018. – 292 p.
8. Peremyshchev Yu.A. Updated development project of Srednevilyuiskiy GKM : report on research work. – M. : «Nedra-Business Center» LLC, 2003. – 250 p.
9. Savenok O.V., Harutyunyan A.S., Shalskaya S.V. Interpretation of hydrodynamic research results : a training manual. – Krasnodar : FGBOU VPO «KubGTU» Publishing House, 2017. – 203 p.
10. Savenok O.V., Ladenko A.A. Development of oil and gas fields. – Krasnodar : FSBOU VO «KubGTU» Publishing House, 2019. – 275 p.
11. Shagiev R.G. Well Surveying by KVD. – M. : Nauka, 1998. – 304 p.
12. Shalskaya S.V., Petrushin E.O., Savenok O.V. Interpretation of Hydrodynamic Research Results: Methodical Guidelines for Practical Lessons in the discipline «Interpretation of Hydrodynamic Research Results» for Bachelor Students of the Training Area 21.03.01 «Oil and Gas Business». – Krasnodar : Publishing House – South, 2015. – 44 p.
13. Verzhbitsky V.V., Gunkina T.A., Chernova V.V. The Influence of Homogeneity of Plate on the Result Tatas of Gas Hydrodynamic Research // Bulatovskie Reading. – 2017. – Vol. 2. – P. 57–60.
14. Mamedova, M.A. Investigation of parameters of the bottomhole zone of cracked strata in a non-established mode // Bulatovskie readings. – 2018. – Vol. 2 at 2 parts. – Part 1. – P. 252–254.
15. Petrushin E.O., Savenok O.V. Experimental investigations of the hydrodynamics of the horizontal wells // Nauka. Technique. Tekhnologii (Polytechnical bulletin), 2014. – № 3. – P. 35–42.
16. Petrushin E.O., Andriadi A.A., Savenok O.V. Hydrodynamics study of horizontal wells / Proceedings of the VII All-Russian Conference «Problems of Hydrocarbon and Ore Birthplace Development» (October 28–31, 2014, Perm). – Perm : Publishing house of Perm National Research Polytechnic University, 2014. – P. 275–278.
17. Petrushin E.O., Savenok O.V., Arutyunyan A.S. Analysis of Modern Technologies for Interpretation of Hydrodynamic Research Results of Horizontal Wells // Gornyi Informational-Analytical Bulletin (scientific and technical journal). – M. : Gornaya Kniga Publishing House, 2015. – № 10. – P. 397–405.
18. Petrushin E.O., Savenok O.V., Harutyunyan A.S. Development of a Mathematical Model of Pressure Change in the Process of Investigation of Horizontal Wells // Petroleum Engineer, 2015. – № 3. – P. 44–48.
19. Petrushin E.O., Savenok O.V., Arutyunyan A.S. Determination of formation fluid flow rate taking into account the deviation of the well axis from normal to the rock formation plane // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – 2015. – № 11. – P. 9–13.
20. Petrushin E.O., Savenok O.V., Harutyunyan A.S. Interpretation of the results of testing of horizontal wells and analysis of the obtained data on the example of Pamyatno-Sasovskoye oil field (Volgograd region) // Petroleum Engineer, 2015. – № 4. – P. 34–44.
21. Petrushin E.O., Savenok O.V., Arutyunyan A.S. Development of methods for determination of reservoir parameters on the basis of data from the study of horizontal wells and assessment of the applicability of the semi-finished data // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – 2016. – № 1. – P. 43–47.
22. Petrushin E.O., Savenok O.V., Arutyunyan A.S. Analysis of the existing methods of reservoir parameters determination on the basis of the data of hydrodynamic investigations of the horizontal wells // Neftepromyshlennoe delocal. – 2016. – № 4. – P. 23–28.
23. Petrushin E.O., Savenok O.V., Arutyunyan A.S. Analysis of application of the reservoir parameter determination methods according to the data of the horizontal well investigation, its features and new possibilities // Science and technology in gas industry. – 2016. – № 2/2016. – P. 47–58.
24. Petrushin E.O., Savenok O.V., Harutyunyan A.S. Estimation of reliability of a technique for determination of the formation parameters according to the data of a horizontal well investigation // Science and technology in gas industry. – 2017. – № 1 (69). – P. 62–71.
25. Petrushin E.O., Arutyunyan A.S., Leshkovich N.M. Diagnostics of a gas well based on the results of hydrodynamic research at an established filtration // Bulatovskie readings. – 2017. – Vol. 2. – P. 215–226.
26. Petrushin E.O., Harutyunyan A.S. Carrying out a complex of geophysical works in wells of Yam-burg gas condensate field // Bulatovskie readings. – 2018. – Vol. 1. – P. 173–180.
27. Savenok O.V., Povarova L.V., Avanesov A.S. Investigation of operation results of horizontal wells, efficiency of sidetrack drilling and deepening works at Vyngapurovskoye field // Bulatovskie readings. – 2018. – Vol. 2 in 2 parts. – Part 2. – P. 139–145.
28. Sopnev T.V., Beketov S.B. Clarification of the gas-hydrodynamic model of the Cenomanian gas deposit in the Yuzhno-Russkoye field // Bulatovskie readings. – 2018. – Vol. 2 in 2 parts. – Part 2. – P. 162–173.

29. Pakhlyan I.A. [et al.]. Database «Electron-methodical complex «Interpretation of the results of hydrodynamic research». Certificate of State Registration of the Database № 2015621693. Application № 2015621108. Date of entry 27 August 2015. Date of state registration in the Register of Databases November 25, 2015.
30. Petrushin E.O., Harutyunyan A.S. Database «Modern methods of hydrodynamic research of horizontal wells». State Registration Certificate of the Database № 2016620162. Application № 2015621527. Date of entry 07 December 2015. The date of state registration in the Register of Databases is February 03, 2016.