

**Исследование условий работы естественного термогазлифта
в стволе скважины**

Ю. Е. Катанов

*Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия
katanov-juri@rambler.ru*

Аннотация. Представлены методические подходы к исследованию влияния температуры и газосодержания на изменение давления в скважине при определении соответствующей глубины разгазирования нефти. Рассмотрен вопрос точности учета переменного притока при исследовании нефтяных скважин на неустановившихся режимах фильтрации.

Цель работы — получение модели принятия решений при оценке изменения давления по стволу скважины относительно устьевого или забойной депрессии; расчете влияния естественного термогазлифта на переход скважин при фонтанировании; оценке точности в определении отобранного из ствола или, наоборот, накопленного в нем некоторого дополнительного объема жидкости за время исследования скважин на неустановившихся режимах фильтрации, и т. п.

Выявлено время запаздывания выделения газа в потоке пластовой жидкости. Для месторождений Башкирии время запаздывания (по промысловым данным) составляет 4–15 минут. Для Западной Сибири аналогичные исследования, как правило, не проводятся, что влияет на точность геолого-промысловых расчетов. Если устьевое давление ниже давления насыщения, то с соответствующей глубины растворенный в нефти газ начинает выделяться в свободную газовую фазу по стволу скважины. Объем газовой фазы вверх по стволу будет непрерывно возрастать и на устье достигнет своего максимального значения. С другой стороны, поскольку весовой расход останется постоянным независимо от того, началось выделение газа или нет, то в дальнейшем будет происходить изменение температуры за счет дросселирования и адиабатического расширения газа по стволу скважины и поглощения скрытой теплоты парообразования при его испарении из газожидкостной смеси в условиях теплообмена с окружающей средой.

Ключевые слова: давление, жидкость, скважина, температура, модель, труба, муфта, фильтрация

Для цитирования: Катанов, Ю. Е. Исследование условий работы естественного термогазлифта в стволе скважины / Ю. Е. Катанов. – DOI 10.31660/0445-0108-2025-3-9-30 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2025. – № 3. – С. 9–30. – EDN: LRTOID

Study of natural thermogaslift operating conditions in the wellbore

Yuri E. Katanov

*Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia
katanov-juri@rambler.ru*

Abstract. This paper presents methodological approaches to study the influence of temperature and gas content on pressure variations within a well, with the goal of identifying the depth at which oil degassing occurs. The study also examines the accuracy of accounting for variable inflow under non-steady filtration conditions during well testing.

The goal is to develop a decision-making model for evaluating pressure changes along the wellbore relative to either wellhead or bottomhole drawdown.

Additionally, the model aims to estimate the role of natural thermogaslift in facilitating flow during natural well production and to accurately determine the volume of fluid withdrawn from the wellbore or accumulated within it over time under non-steady flow conditions.

We identified the lag time of gas liberation from the reservoir fluid. We identified the lag time of gas liberation from the reservoir fluid. Based on field data, this gas release delay in Bashkirian fields ranges from 4 to 15 minutes. In contrast, similar studies are generally not done in Western Siberia, and this affects the accuracy of reservoir and production modelling. When the wellhead pressure drops below the oil saturation pressure, dissolved gas starts to separate and transitions into the free gas phase from a specific depth upward along the wellbore. The volume of free gas increases continuously as it moves toward the wellhead, reaching its maximum at the surface. At the same time, since the mass flow rate remains constant regardless of gas release, temperature changes occur further along the wellbore due to gas throttling, adiabatic expansion, and the absorption of latent heat of vaporization as gas evolves from the gas-liquid mixture in thermal exchange with the surrounding reservoir.

Keywords: pressure, fluid, wellbore, temperature, model, tubing, coupling, filtration

For citation: Katanov, Yu. E. (2025). Study of natural thermogaslift operating conditions in the wellbore. *Oil and Gas Studies*, (3), pp. 9-30. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2025-3-9-30

Введение

Добыча жидких и газообразных углеводородов в значительной мере обеспечивается за счет разработки газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. С увеличением глубины поиска залежей углеводородного сырья в их числе возрастает доля выявленных отложений сложного фазового состояния. Разведка и организация их эффективной разработки возможна при условии обеспечения всестороннего и полного изучения геолого-промысловой характеристики залежей, включающей начальное фазовое состояние пластовых углеводородных систем, фильтрационно-емкостную характеристику коллектора, балансовых и извлекаемых запасов жидких и газообразных углеводородов [1–4].

Решение этих задач осуществляется на стадии геологоразведочных работ и подготовки запасов в процессе стандартных, специальных промысловых и лабораторных исследований. Сложность решаемых задач требует постоянного совершенствования существующих подходов к разным этапам разработки залежей и внедрения новых методов исследований.

Объект и методы исследования

Для проведения исследований на неустановившихся режимах фильтрации изменение работы скважины осуществляют преимущественно при помощи полной или частичной ее остановки, или пуска на устье [5–7].

Накопленный в стволе или, наоборот, отобранный из него объем жидкости после изменения режима работы в изотермической системе

скважины повсеместно учитывают по разности депрессий. Это изменение давления соответствует объему некоторого весового количества газа [8, 9].

В действительности за время исследования давлений по стволу скважины неразрывно изменяются также температура и газосодержание. Кроме того, при движении жидкости по стволу забойная депрессия отличается от устьевого на величину потерь на трение, а в момент мгновенного пуска или остановки скважины по колонне труб распространяются волновые колебания гидравлического удара [10–12].

Еще более сложной оказывается взаимосвязь между изменениями забойного и устьевых буферного и затрубного давлений при использовании для целей освоения эрлифта пусковых муфт, установленных по колонне фонтанных труб [13–15].

Объектом исследования выступают пластовые системы нефтегазового комплекса Сургутского, Нижневартовского и Шаимского районов в центральной части Западной Сибири.

Предмет исследования — нефтегазонасыщенные пласты АВ₁₋₄, БС₈ Самотлорского, БС₁₋₃, БС₁₀ Усть-Балыкского и БС₁₋₃, БС₁₀ Западно-Сургутского нефтяных месторождений (ХМАО).

Методы исследования — математизация процессов естественного термогазлифта для прогнозирования гидродинамических характеристик пластовых систем.

Экспериментальная часть/постановка эксперимента

Взаимосвязь между забойным и устьевым давлениями изучалась с целью определения соответствующих величин по показаниям манометров, а также для выявления оптимальных условий фонтанирования или работы эрлифта.

В общем случае взаимосвязь между изменениями забойного и устьевого давлений в условиях скважины, пущенной в работу на одном из режимов при герметичной компоновке лифта, можно выразить в следующем виде:

$$\Delta P_c(t) = \Delta P_y(t) + \Delta P_T(t) + \Delta P_r(t) + \Delta P_{тр}(t) \neq \Delta P_{гв}(t), \quad (1)$$

где $\Delta P_c(t)$ — изменение давления, замеренное на забое в скважине, (МПа); $\Delta P_y(t)$ — изменение давления, снятое из показаний образцового манометра, установленного на устье, (МПа); $\Delta P_T(t)$ — изменение забойного давления за счет прогрева жидкости по стволу работающей скважины, (МПа); $\Delta P_r(t)$ — изменение забойного давления за счет выделения растворенного в пластовой жидкости газа в свободную газовую фазу, (МПа); $\Delta P_{тр}(t)$ — потери давления на трение, (МПа); $\Delta P_{гв}(t)$ — изменение давления вследствие влияния гидравлического удара, (МПа).

Влияние температуры на изменение давления в скважине

Изменение забойного давления за счет прогрева жидкости по стволу фонтанирующей скважины, когда устьевое давление выше давления насыщения, можно определить по методике Э. Б. Чекалюка [16]:

$$\Delta P_T(t) = \gamma_0 \cdot \beta' \cdot H \cdot \Delta T_c(t), \quad (2)$$

где γ_0 — средняя плотность жидкости в геотермических условиях скважины, ($\text{кг}/\text{см}^3$); β' — объемный коэффициент теплового расширения жидкости, ($1/^\circ\text{C}$); H — глубина скважины, (м); $\Delta T_c(t)$ — среднее по стволу скважины повышение температуры, ($^\circ\text{C}$).

По Э. Б. Чекалюку среднее повышение температуры в стволе скважины определяется выражением

$$\Delta T_c(t) = \Gamma \cdot \frac{G_p \cdot G_0}{K(t)} \cdot \left[1 + \frac{G_p \cdot G_0}{H \cdot K(t)} \cdot \left(e^{\frac{H \cdot K(t)}{G_p \cdot G_0}} - 1 \right) \right], \quad (3)$$

$$K(t) = \frac{2\pi \cdot \lambda'}{\ln \left[1 + \sqrt{\frac{\pi \cdot a \cdot t}{r_c^2}} \right]}, \quad (4)$$

где λ' , a — соответственно, теплопроводность и температуропроводность горных пород, ($\text{Вт}/(\text{м} \cdot \text{К})$; $\text{м}^2/\text{с}$); G_p — теплоемкость жидкости, ($\text{ккал}/(\text{кг} \cdot ^\circ\text{C})$); G_0 — весовой дебит скважины, ($\text{м}^3/\text{ч}$ или $\text{л}/\text{с}$); Γ — геотермический градиент, ($^\circ\text{C}/\text{см}$); t — время, (ч); r_c — радиус скважины, (м).

Влияние изменения температуры на расхождения в изменениях давлений на забое и устье можно показать на примере некоторой гипотетической нефтяной скважины, работающей при устьевом давлении, выше давления насыщения.

Примем $r_c = 10$ см; $H = 2 \cdot 10^5$ см; $\gamma_0 = 0,82 \cdot 10^{-3}$ $\text{кг}/\text{см}^3$; $\beta' = 8,3 \cdot 10^{-4}$ $1/^\circ\text{C}$; $\Gamma = 2,86 \cdot 10^{-4}$ $^\circ\text{C}/\text{см}$.

Из таблицы 1 видно, что с увеличением продолжительности работы и дебита скважины величины $\Delta T_c(t)$ и $\Delta P_T(t)$ заметно возрастают.

Если устьевое давление ниже давления насыщения, то, с соответствующей глубины, растворенный в нефти газ начинает выделяться в свободную газовую фазу по стволу скважины. Объем газовой фазы вверх по стволу будет непрерывно возрастать и на устье достигнет своего максимального значения [17, 18].

Определение показателей $\Delta T_c(t)$ и $\Delta P_T(t)$ в гипотетической скважине

t, с	G_0 , кг/с									
	0,04		0,40		0,80		2,00		4,00	
	$\Delta T_c(t)$, °C	$\Delta P_T(t)$, МПа	$\Delta T_c(t)$, °C	$\Delta P_T(t)$, МПа	$\Delta T_c(t)$, °C	$\Delta P_T(t)$, МПа	$\Delta T_c(t)$, °C	$\Delta P_T(t)$, МПа	$\Delta T_c(t)$, °C	$\Delta P_T(t)$, МПа
100	0,025	0,0002	0,250	0,0032	0,500	0,0066	1,220	0,0157	2,400	0,0314
300	0,042	0,0005	0,420	0,0055	0,820	0,0108	2,020	0,0265	3,880	0,0510
500	0,054	0,0007	0,540	0,0071	1,060	0,0139	2,590	0,0343	4,920	0,0647
1000	0,074	0,0009	0,730	0,0096	1,450	0,0190	3,480	0,0461	6,470	0,0853
3000	0,122	0,0016	1,200	0,0158	2,540	0,0308	5,460	0,0715	9,640	0,1264
5000	0,150	0,0019	1,470	0,0193	2,860	0,0376	6,540	0,0862	11,340	0,1490
10000	0,202	0,0027	1,950	0,0256	3,800	0,0500	8,340	0,1098	13,480	0,1764
30000	0,303	0,0039	2,880	0,0378	5,760	0,0756	11,880	0,1480	16,700	0,2196
50000	0,367	0,0048	3,460	0,0455	6,440	0,1022	12,780	0,1676	18,200	0,2391
100000	0,460	0,0061	4,260	0,0560	7,780	0,1081	14,580	0,1911	19,720	0,2587
300000	0,646	0,0085	5,150	0,0676	9,150	0,1200	16,240	0,2636	21,040	0,2793
500000	0,735	0,0098	6,460	0,0848	11,000	0,1446	18,640	0,2450	22,500	0,3009

С другой стороны, поскольку весовой расход останется постоянным независимо от того, началось выделение газа или нет, то в дальнейшем будет происходить изменение температуры за счет дросселирования и адиабатического расширения газа по стволу скважины и поглощения скрытой теплоты парообразования при его испарении из газожидкостной смеси в условиях теплообмена с окружающей средой [19–23]. Это приводит к снижению величин $\Delta T_c(t)$ и $\Delta P_T(t)$, что происходит в реальных условиях работы нефтяных скважин.

Среднее понижение температуры вследствие дросселирования и адиабатического расширения выделившегося газа можно определить по следующей приближенной формуле:

$$\Delta T_{cr}(t) = \frac{G_p^x \cdot G_r}{K(t)} \cdot \left\{ \frac{A}{G_p} + \frac{D_i [P_H(z,t) - P_y(t)]}{h(t)} \right\} \cdot \left[1 + \frac{G_p^x \cdot G_r}{h(t) \cdot K(t)} \cdot \left(e^{-\frac{h(t) \cdot K(t)}{G_p \cdot G_r}} - 1 \right) \right], \quad (5)$$

где G_p^x — теплоемкость газа, (ккал/кг·°C); G_r — средневзвешенный весовой расход выделившегося газа (определяется как среднее взвешенное газового фактора по стволу скважины), (кг/с); A — термический эквивалент работы,

равный 1 Дж/МПа·м; D_i — коэффициент Джоуля-Томсона, (°С/МПа); $P_H(z, t)$ — давление насыщения в геотермических условиях скважины, (МПа); $P_y(t)$ — устьевое давление, (МПа); $h(t)$ — глубина в скважине, с которой началось выделение газа, (м). Остальные обозначения прежние.

Среднее понижение температуры вследствие поглощения скрытой теплоты парообразования при выделении газа из жидкости в процессе испарения определится по приближенной формуле

$$\Delta T_{cr}^x = \frac{G_r^x}{K(t)} \cdot \frac{1}{A} \cdot \left[1 + \frac{G_p^x \cdot G_r^x}{h(t) \cdot K(t)} \cdot \left(e^{-\frac{h(t) \cdot K(t)}{G_p^x \cdot G_r^x}} - 1 \right) \right], \quad (6)$$

где G_r^x — средневзвешенный весовой расход газа, выделившийся из жидкости вследствие испарения по стволу скважины, (кг/сек). Очевидно всегда $G_r > G_r^x$.

Определение глубины разгазирования нефти в стволе скважины

Для определения среднего понижения температуры $\Delta T_{cr}(t)$ необходимо знать устьевое буферное и забойное давления, давление насыщения в пластовых условиях и весовой расход газа.

Буферное и забойное давления в процессе исследования замеряют в обычном порядке, а давление насыщения определяют лабораторным путем, либо по номограммам.

Поскольку температура по стволу остановленной скважины всегда ниже пластовой, а в работающей скважине она изменяется в соответствии с формулами (3, 5, 6), то давление насыщения в условиях скважины отличается от пластовых условий и изменяется во времени.

Зависимость в изменении величины давления насыщения от температуры показана на рисунке 1.

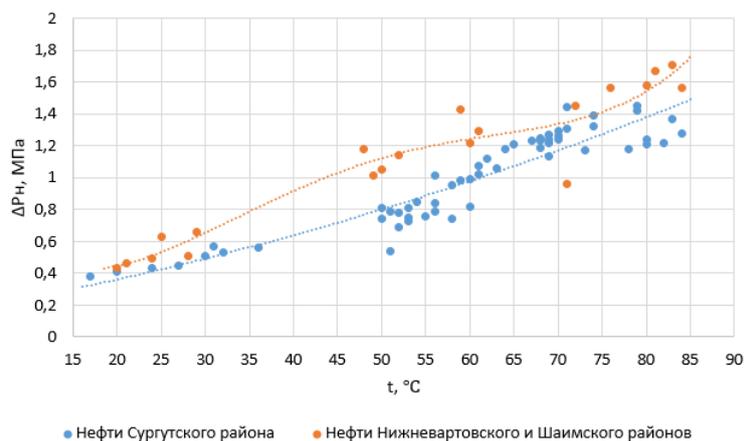


Рис. 1. Зависимость давления насыщения от температуры для нефтей Сургутского, Нижневартовского и Шаимского районов

В целом можно заключить, что при снижении температуры давление насыщения линейно снижается: для нефтей Сургутского района на (0,013; 0,020) МПа/°С, а для нефтей Нижневартовского и Шаимского районов на (0,014; 0,022) МПа/°С.

Давление насыщения в условиях скважины автором предлагается определять в рамках следующего подхода.

Строится график в координатах глубина — температура, на котором нужно определить точку «О», соответствующую глубине скважины H до врезки в пласт, и пластовой температуре $T_{пл}$ (рис. 2).

Из точки «О» до пересечения с осью температур провести начальную геотермограмму OA_0 и линию OB , которую нужно представить параллельно оси глубины (H , м).

Для определения давления насыщения в остановленной скважине $P_H(z, t_i)$, для $t_0 = 0$, то есть $P_H(z, 0)$, на линии OB выделить точку C_{t_0} , соответствующую высоте $h_{t_0} = \frac{P_{пл} - P_H}{\gamma_0}$ от точки «О», $i = \overline{0, n}$.

Из точки C_{t_0} провести прямую линию $C_{t_0}h_0$ с угловым коэффициентом, соответствующим градиенту понижения давления насыщения при уменьшении температуры (устанавливается для исследуемых нефтей), до пересечения с начальной геотермограммой в точке h_{t_0} , которая будет соответствовать глубине начала разгазирования нефти, то есть

$$P_H(z, 0) = \gamma_0 \cdot (H - h_{t_0}). \quad (7)$$

Для определения глубины начала разгазирования в работающей скважине из точки «О» провести геотермограмму $OA_i T_{пл_i}$ (имеет вид ломаной линии), $i = \overline{0, n}$. Затем на линии OB выделить точки C_{t_i} , соответствующие высотам $h'_{t_i} = \frac{P_c(t) - P_H}{\gamma_0}$.

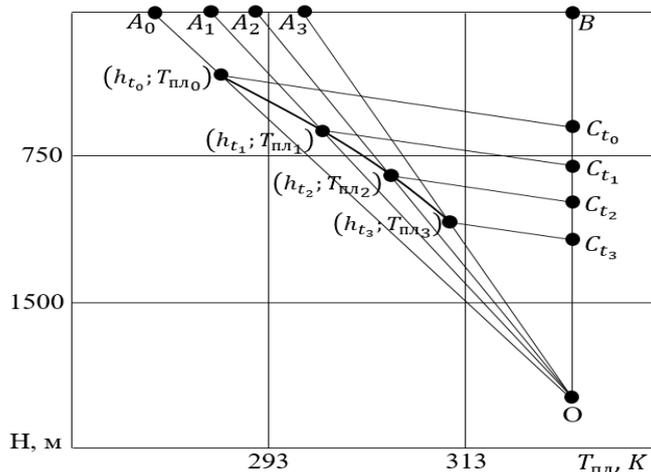


Рис. 2. Определение глубины начала разгазирования нефти

Из точек C_{t_i} провести прямые линии с угловыми коэффициентами, аналогичными, как и для линии $C_{t_0}t_0$. Тогда точка h_{t_i} будет соответствовать глубине $h(t_i)$, с которой началось выделение газа в свободную газовую фазу, а давление насыщения на этой глубине будет следующим:

$$P_H(z, t_i) = \gamma_0 \cdot (H - h_{t_i}), \quad (8)$$

где γ_0 — средняя плотность жидкости в геотермических условиях скважины, (кг/см³).

Представленные закономерности соответствуют идеализированному случаю. В действительности выделение газа в свободную фазу в стволе скважины несколько опаздывает и начинается с глубины $(h_{t_i} - v(t_i) \cdot t')$.

Здесь $v(t_i)$ — скорость восходящего потока; t' — время запаздывания выделения газа в потоке из пластовой жидкости.

Для месторождений Башкирии время запаздывания (по промысловым данным) составляет 4–15 минут и в среднем колеблется в пределах 10 минут.

Для Западной Сибири аналогичные исследования, как правило, не проводятся и время запаздывания выделения газа принимается как $t' = 0$, что несколько повлияет на точность расчетов.

Влияние газосодержания на изменение давлений в скважине

Непрерывное изменение давления и температуры после ее пуска или остановки приводит, начиная с некоторой глубины, к выделению из нефти дополнительного объема газа $\Delta V_p(t)$, так что его весовое содержание в газовой скважине возрастает. Кроме того, изменяется объем газа $V_T(t)$, ранее выделившийся в свободную фазу.

Вследствие этого, без заметного изменения объема жидкой фазы, происходит непрерывное перераспределение давления по стволу скважины. Величина данного распределения равна весу жидкости в объеме дополнительно выделившейся или изменившейся газовой фазы без ее веса $\Delta G(h, t)$, отнесенных к единице площади. Тогда

$$\Delta P_r(t) = \frac{\gamma_0}{F} \cdot \int_0^h \Delta V_p(h, t) dh + \frac{\gamma_0}{F} \cdot \int_0^h \Delta V_T(h, t) dh + \frac{1}{F} \cdot \int_0^h \Delta G(h, t) dh = \frac{\gamma_0}{F} \cdot [\Delta V_p(t) + \Delta V_T(t)] + \frac{1}{F} \cdot \Delta G(t), \quad (9)$$

где $\Delta V_p(t)$, $\Delta G(t)$, $\Delta V_T(t)$ — соответственно, изменение по глубине h объема и веса газа вследствие разгазирования жидкости и повышения температуры, отнесенных к единице площади F на момент времени t .

В виду индивидуальных свойств нефти сложно определить величину $\Delta V_p(t)$ по стволу работающей скважины. Однако, используя результаты лабораторных исследований по контактному разгазированию глубинных

проб нефтей, для одного или группы сходных месторождений можно найти усредненную зависимость газового фактора от давления и температуры.

Некоторые из этих зависимостей, характеризующие относительное изменение газового фактора $\varepsilon = \frac{\Phi_{ст}}{\Phi}$ от изменения давления $P = \frac{P_{ст}}{P_H}$ для различных перепадов температур $\Delta T = T_{пл} - T_{ст}$, показаны на рисунках 3–6.

Здесь $\Phi_{ст}$ и Φ — соответственно, газовый фактор степени разгазирования и фактор, полученный из пробы при нормальных условиях; $P_{ст}$ и P_H — соответственно, давления разгазирования и насыщения; $T_{пл}$ и $T_{ст}$ — соответственно, температуры пластовая и разгазирования. Тогда

$$\Delta V_p(h) = \frac{P_0 \cdot \Phi \cdot F}{T_0} \cdot \int_0^h \frac{d\varepsilon(h) \cdot T(h)}{z(h) \cdot P(h)}, \quad (10)$$

или, вводя в интервале от 0 до h_p средние по газосодержанию и глубине начала разгазирования величины $T_{ср}, P_{ср}, z_{ср}$ и $\Delta\varepsilon_{ср} = \varepsilon_{t_n} - \varepsilon_{t_{n-1}}$ для каждого фиксированного момента времени

$$\Delta V_p = 0,0003455 \cdot \Phi \cdot F \cdot \frac{\Delta\varepsilon_{ср} \cdot T_{ср}}{z_{ср} \cdot P_{ср}} \cdot h_p. \quad (11)$$

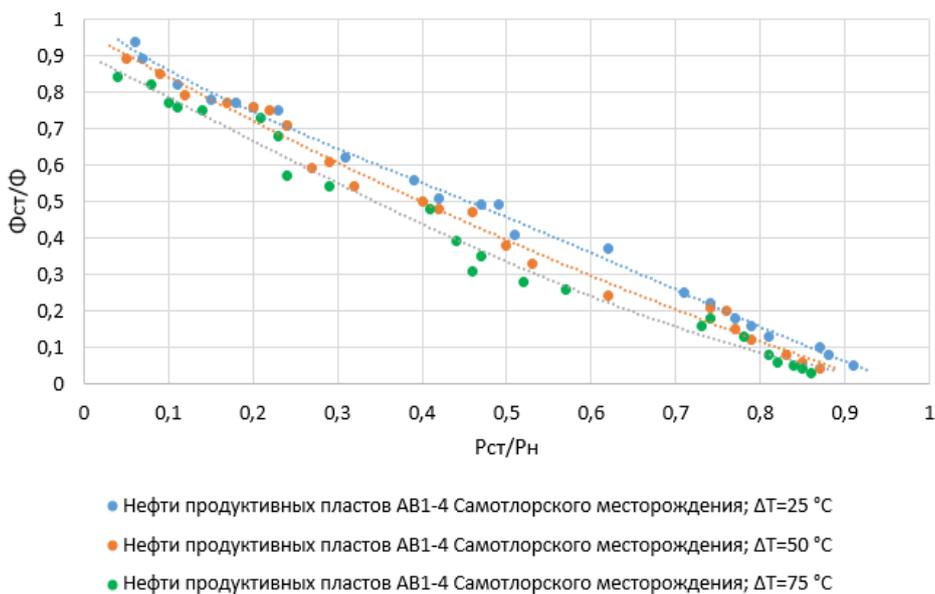


Рис. 3. Зависимость относительного газосодержания от относительного давления ступени разгазирования нефтей Самотлорского месторождения: продуктивные пласты АВ₁₋₄

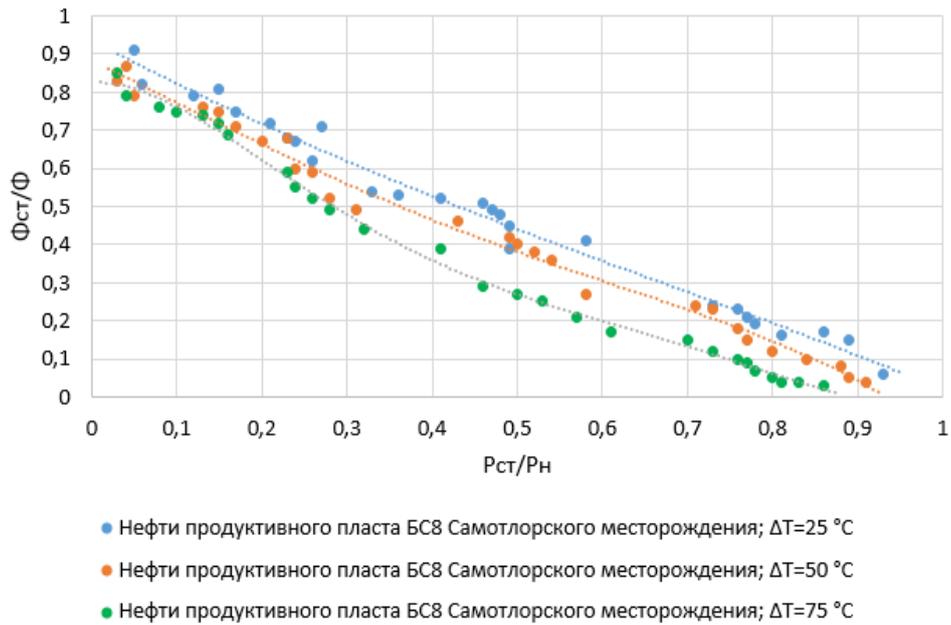


Рис. 4. Зависимость относительного газосодержания от относительного давления ступени разгазирования нефтей Самотлорского месторождения: продуктивный пласт BC₈

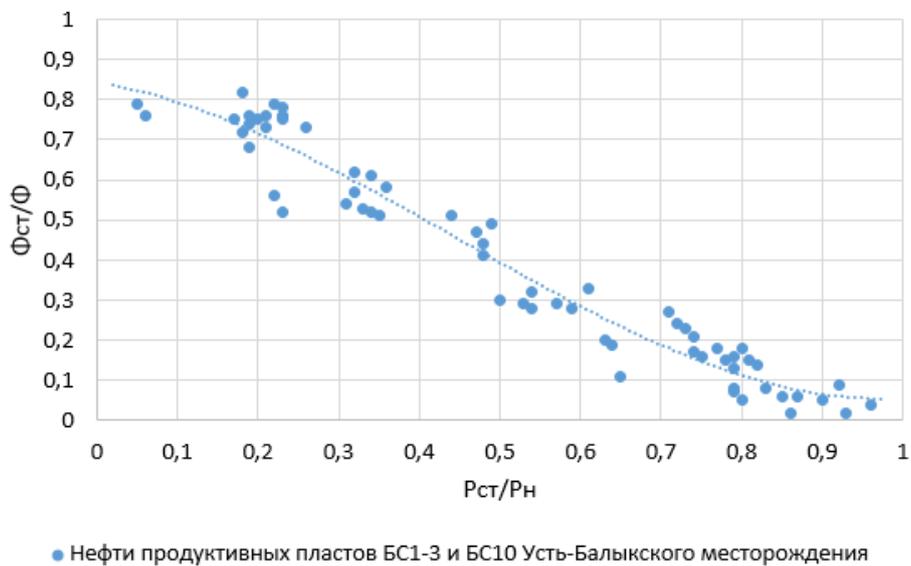


Рис. 5. Зависимость относительного газосодержания от относительного давления ступени разгазирования: нефти продуктивных пластов BC₁₋₃ и BC₁₀ Усть-Балыкского месторождения

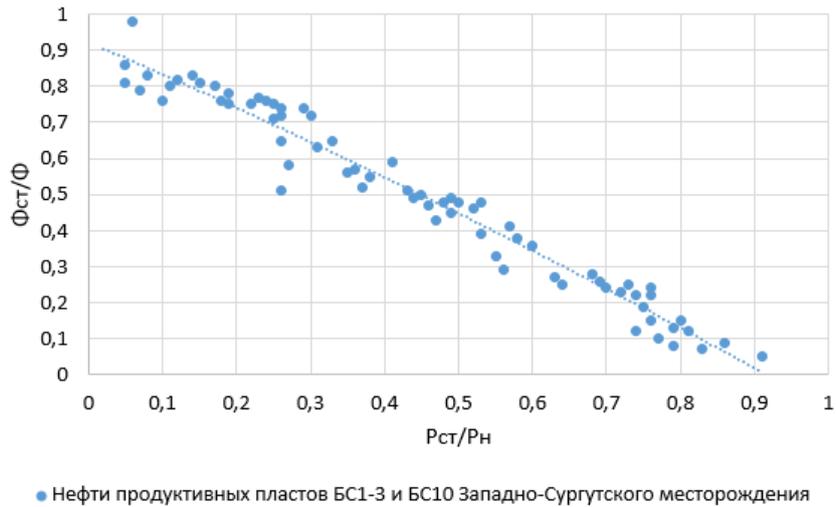


Рис. 6. Зависимость относительного газосодержания от относительного давления ступени разгазирования: нефти продуктивных пластов БС₁₋₃ и БС₁₀ Западно-Сургутского месторождения

Относительное изменение объема газа вследствие изменения температуры из газовых состояний определяется в следующем виде:

$$\frac{\Delta V_T(t)}{V_r(t) - \frac{1}{2} \int_0^h dV_p(h,t)dh} = \frac{\int_0^h dT(h,t)dh}{\int_0^h T(h,t)dh}. \quad (12)$$

Или, вводя в интервале от 0 до h_p на средние по газосодержанию и глубине начала разгазирования значения ΔT_{cp} и T_{cp} и, считая, что величина $\Delta V_p(t)$ по глубине возрастает линейно, получим

$$\Delta V_T(t) = \left[V_r(t) - \frac{1}{2} \cdot \Delta V_p(t) \cdot \frac{\Delta T_{cp}}{T_{cp}} \right], \quad (13)$$

где для каждого фиксированного момента времени по глубине H и площади поперечного сечения скважины F объем газа $V_r(t)$ определится в виде

$$V_r(t) = \left[H - \frac{P_c(t) - P_y(t)}{\gamma_0} \right] \cdot F. \quad (14)$$

Уравнение (9) с учетом (10–14) характеризует условие работы естественного газлифта в стволе нефтяной скважины. При необходимости в представленной математической модели можно учесть потери на трение и влияние гидравлического удара.

Полученные решения можно использовать во многих практических целях, в том числе для оценки изменения давления по стволу скважины относительно устьевой либо забойной депрессии; расчета влияния естественного термогазлифта на переход скважин при фонтанировании; оценки точности в определении отобранного из ствола или, наоборот, накопленного в нем некоторого дополнительного объема жидкости за время исследования скважин на неустановившихся режимах фильтрации, и т. п.

Результаты и обсуждение

Методика учета переменного притока в случае герметичной компоновки фонтанных труб по разности в изменении забойного и устьевых буферного и затрубного давлений предопределяет наличие в стволе некоторого постоянного весового содержания газовой фазы в изотермических условиях.

Однако при исследовании работы реальных нефтяных скважин на неустановившихся режимах фильтрации данное обстоятельство, как правило, не выдерживается.

Так, суммарная ошибка в определении накопленного или, наоборот, отобранного из него за время исследования притока с учетом (11) и (13) выразится в следующем виде:

$$\pm \delta = \frac{\Delta P_r(t)}{\Delta P_c(t) - \Delta P_y(t)} = \frac{0,0003455 \cdot \gamma_0 \cdot \Phi \cdot \frac{\Delta \varepsilon_{cp} \cdot T_{cp}}{z_{cp} \cdot P_{cp} \cdot h_p} + \frac{\gamma_0}{F} \left[V_r(t) - \frac{1}{2} \Delta V(t) \cdot \frac{\Delta T}{T} \right]}{\Delta P_c(t) - \Delta P_y(t)}. \quad (15)$$

Результаты определения величины $\Delta P_r(t)$ и погрешности учета отобранного из насосно-компрессорных труб (НКТ) объема жидкости $V(t)$ после пуска скважины представлены в таблице 2.

Таблица 2

Величина $\Delta P_r(t)$ и погрешности в определении притока $V(t)$ в НКТ после пуска скважины

$d_{ш}, \text{мм}$	$t, \text{час}$	$q, \text{кг/с}$	$P_c, \text{МПа}$	$P_6, \text{МПа}$	$V_{\text{НКТ}}, \text{см}^3 \cdot 10^3$	Определение $\Delta V_p(t), \Delta V_r(t)$									
						$h, \text{м}$	$P_{\text{из}}, \text{МПа}$	$T_{cp}, \text{°K}$	$\Delta T, \text{°K}$	ε	$P_{cp}, \text{МПа}$	$\Delta V_p(t), \text{см}^3 \cdot 10^5$	$\Delta V_r(t), \text{см}^3 \cdot 10^5$	$\Delta P_r(t), \text{МПа}$	$\delta, \%$
12	24	1,27	15,19	3,11	100	1115	8,42	301	305	0,20	5,98	1,51	0,47	0,77	21,55
8	24	0,92	16,42	3,27	350	920	8,72	299	308	0,18	5,98	0,98	0,23	0,50	19,70
6	24	0,38	18,24	3,54	750	660	8,43	291	315	0,16	5,98	0,46	0,06	0,25	22,50

Для этого использованы данные по скважине 1313 Западно-Сургутского нефтяного месторождения. Величина $\Delta P_r(t)$ рассчитывалась к окончанию первых суток работы на 4,8 и 12-мм штуцерах: $d_{ш}$ — диаметр штуцера, мм; t — продолжительность работы, час; q — дебит нефти, кг/с; P_c — забойное давление, МПа; P_6 — буферное давление, МПа; $V_{нкт}$ — объем газа в НКТ, $\text{см}^3 \cdot 10^3$; h — глубина начала разгазирования, м; P_n — давление насыщения в остановленной скважине.

Расчеты показали, что погрешности в учете работы НКТ значительны.

Если учесть, что по стволу скважины давления, температуры и газосодержание интенсивнее перераспределяются сразу же после ее пуска, быстро затухая во времени, то вначале исследования следует ожидать и наибольшие погрешности определения притока из пласта.

Наиболее существенно это будет сказываться по истечении времени $t' = \frac{V}{v(t)}$, где V — объем частично дегазированной нефти в верхней части ствола перед пуском скважины, который по глубине достигает нескольких сотен метров; $v(t)$ — скорость восходящего однофазного потока.

Время t' в реальных скважинах наступает через 15–20 минут, в течение которых давление возрастает. Это приводит к повышению отобранного из пласта объема жидкости и, как следствие, к систематическому искажению фильтрационно-емкостных параметров пласта в начале исследования, особенно при обработке интегральными методами.

Очевидно, по истечении некоторого времени $t > t'$ несколько точнее будет определяться мгновенный дебит $q(t)$ и дифференциальные методы обработки будут предпочтительнее интегральных.

С другой стороны, по технологическим причинам, функция $q(t)$ в начале исследования определяется недостоверно или же полностью утрачивается, а величина $V(t)$ — определяется с ошибкой, особенно заметной в начале геолого-промыслового анализа. Поэтому всегда целесообразно увеличивать продолжительность исследования скважины после пуска, выдерживая монотонный режим ее работы.

При учете влияния продолжающейся газовой сепарации в стволе скважины на результаты фильтрационных исследований после ее остановки на величину устьевого давления также накладывается эффект всплывания пузырьков газа. Перемещаясь из зоны повышенных значений давлений и температуры к устью, любой объем газа возрастает, что приводит к увеличению давления в системе пласт — флюид, либо к оттоку жидкости из ствола в пласт.

В условиях месторождений Западной Сибири, после остановки скважины, увеличение давления в системе пласт — флюид при всплывании пузырьков газа и уменьшение температуры в верхней части разреза по направлению к устью не исключает этот эффект.

Поэтому учет работы ствола скважины по разности в изменении устьевых и забойного давлений предполагает, что в процессе исследования не происходит дополнительных перетоков жидкости и газа через резьбо-

вые соединения фонтанных труб в затрубное пространство и, наоборот; а также что компоновка фонтанных труб от устья до башмака герметична.

Если при освоении скважин с помощью эрлифта используют пусковые муфты, то вследствие нарушения герметичности компоновки фонтанных труб установленная выше взаимосвязь в изменении устьевых и забойного давлений нарушается.

Пусковая муфта представляет собой обычную муфту, в теле которой имеется одно или несколько отверстий. Диаметр каждого из них примерно составляет 1,0–2,5 мм. Устанавливаются пусковые муфты по колонне фонтанных труб на глубинах 700–1000–1300 м.

Обычно применяемые в условиях разведки компрессоры позволяют произвести понижение уровня жидкости в колонне на значительную глубину; ускорить вызов притока; провести исследование к подготовке и освоению скважины.

Вследствие потерь на трение по длине фонтанных труб и различной степени разгазирования жидкости в затрубном пространстве работающей скважины на уровне пусковых муфт будет возникать и непрерывно поддерживаться некоторый перепад давления между фонтанными трубами и затрубным пространством. Это приведет к частичному перетоку жидкости и газа через пусковую муфту и, если переток окажется сопоставимым с проводимыми из скважины отборами, — к изменению устьевого затрубного давления.

Иногда влияние пусковых муфт оказывается настолько существенным, что изменение устьевого затрубного давления начинает полностью контролироваться изменениями устьевого буферного, а не забойного давления, как это ранее предполагалось.

Влияние перетоков через пусковые муфты, очевидно, будет исчезать вскоре после остановки скважины. Однако в этом случае их влияние на взаимосвязь в изменениях буферного и затрубного давлений по ряду скважин заметно, так что малейшее изменение буферного давления приводит к аналогичному изменению затрубного давления.

Расчеты и проведенные замеры по определению глубины начала разгазирования нефти в трубах показывают, что нижняя пусковая муфта, устанавливаемая на глубинах свыше 1000 м от устья, работает в среде с однофазной жидкостью. Потому переток q можно рассматривать как течение через отверстие, затопленное в короткой трубке круглого сечения диаметром d , а его величину можно рассчитать по следующей формуле:

$$q = \frac{\pi \cdot d^2}{4} \cdot \omega \cdot n \cdot \sqrt{2g \cdot \Delta P_n}, \quad (16)$$

где n — число отверстий в пусковой муфте (ед.); ω — коэффициент расхода, который для данных условий исследования можно принять равным 0,82 при отношении длины отверстия и его диаметру $\frac{l}{d} = (2;5)$; g — уско-

рение силы тяжести (м/с^2); ΔP_h — перепад давления в отверстии пусковой муфты в см водяного столба.

Результаты проведенных по (16) расчетов через одно отверстие диаметром 1 мм приведены в таблице 3.

Для других условий, отличных от приведенных в таблице 3, величина перетока жидкости изменится пропорционально квадрату количества отверстия в пусковой муфте.

Таблица 3

Величина перетока газа через 1-мм отверстие пусковой муфты, $\text{нм}^3/\text{сут}$

МПа	При перепаде давления в отверстии пусковой муфты; см водяного столба										
	10	20	30	50	70	100	200	300	500	700	1000
1	17,10	24,25	29,70	38,30	45,40	54,20	76,80	94,00	121,00	149,50	171,00
2	24,65	34,90	42,80	55,10	65,20	78,00	100,50	135,20	174,50	206,50	246,50
3	30,70	43,50	53,30	68,60	81,40	97,20	137,80	168,50	207,50	255,50	307,00
4	36,00	51,00	62,50	80,50	95,30	114,00	161,20	197,50	255,00	302,00	360,00
5	40,80	57,90	71,00	91,50	108,20	129,50	184,40	224,50	290,00	343,00	408,00
6	45,60	64,55	79,20	102,00	121,00	144,50	204,50	251,00	324,00	383,00	456,00
7	50,10	71,00	87,00	112,10	132,80	159,00	225,00	275,50	355,00	420,50	501,00
8	54,50	77,30	94,70	122,00	144,50	173,00	243,00	300,00	387,00	458,00	545,00
9	59,00	83,60	102,50	132,00	156,30	187,00	265,00	324,00	418,00	495,00	590,00
10	63,20	89,60	110,00	141,50	167,50	205,00	284,00	346,00	449,00	530,50	632,00

Верхняя пусковая муфта, устанавливаемая на глубинах до 700 м, чаще работает в газированной жидкости. Определить величину ее перетока в пусковой муфте не представляется возможным. Однако максимальный объем перетока газированной жидкости не превысит величины перетока свободного газа, которую можно оценить по методу сужения струи

$$Q = 62,67 \cdot \alpha \cdot \zeta \cdot K_t \cdot K \cdot n \cdot d^2 \cdot \sqrt{\frac{P_1 \cdot P_h}{\bar{\gamma} \cdot T \cdot z}}, \quad (17)$$

где α — коэффициент расхода, зависящий от отношения квадрата диаметра отверстия пусковой муфты к диаметру труб; ζ — поправочный коэффициент на расширение струи газа при выходе из отверстия; K_t — коэффициент теплового расширения отверстия; K — поправка к коэффициенту α на неостроту кровли отверстия и шероховатости труб; n — число отверстий в пусковой муфте и d — их диаметр (в см); P_1 — давление перед отверстием в затрубном пространстве, (мм рт. ст.); P_h — перепад давления в отверстии в мм рт. ст.; T — температура газа, (K); z — сжимаемость газа; $\bar{\gamma}$ — относительная плотность газа по воздуху; Q — дебит газа, ($\text{нм}^3/\text{сут}$).

Результаты расчетов величины перетока чистого газа через одно отверстие диаметром 1 мм для различных условий приведены в таблице 4.

Таблица 4

Определение потерь давления на трение при движении однофазного потока жидкости по 63-мм трубам длиной 1000; см водяного столба

МПа	При дебите нефти, см ³ /с											
	5	10	20	30	50	70	100	200	300	500	700	1000
20	0,32	0,64	1,28	1,92	3,38	6,48	11,48	36,50	77,60	189,00	391,00	638,00
30	0,26	0,53	1,06	1,59	3,21	5,81	10,83	35,70	74,10	181,00	323,00	604,00
40	0,20	0,42	0,84	1,23	3,04	5,47	10,20	34,30	69,80	177,00	307,00	573,00
50	0,17	0,35	0,70	1,18	2,90	5,22	9,74	32,80	66,80	163,00	293,00	548,00
60	0,14	0,30	0,56	1,13	2,78	5,01	9,38	31,40	64,00	156,00	282,00	528,00
70	0,12	0,26	0,55	1,09	2,67	4,83	9,05	29,90	61,50	150,00	271,00	504,00
80	0,10	0,22	0,53	1,05	2,59	4,66	8,72	29,20	59,40	145,00	262,00	489,00
90	0,09	0,20	0,50	1,02	2,53	4,52	8,44	28,40	58,10	140,00	253,00	471,00
100	0,08	0,18	0,48	0,97	2,41	4,34	8,11	27,20	55,30	135,00	243,00	456,00

При расчетах принято: $\alpha = 0,55$; $\zeta = 1$; $K_t = 1$; $P_h = 1,025$. При изменении условий величина перетока газа пропорционально возрастает изменению квадрата отверстия в пусковой муфте.

Расчеты показали, что величина перетока чистого газа в условиях скважины через отверстия пусковых муфт может достигать значительной величины.

Очевидно, величина перетока газированной жидкости будет меньше, чем для чистого газа. Однако она будет настолько заметной, что повлияет на изменение устьевого затрубного давления сразу же после изменения устьевого буферного давления.

Для случая, когда нижняя пусковая муфта работает в среде с однофазной жидкостью, перепад давления в ней можно приравнять к потерям на трение для соответствующего однофазного потока

$$h_{\tau} = \lambda \cdot \frac{H}{D} \cdot \frac{\psi}{2g}, \quad (18)$$

где λ — коэффициент гидравлического сопротивления, (Па/(кг/с)²); H — расстояние от башмака труб до пусковой муфты, (см); D — диаметр труб подъемника, (см); g — ускорение силы тяжести (м/с²); $\psi = \frac{Q}{F}$ — скорость потока жидкости в трубах (Q — дебит скважины; F — площадь поперечного сечения труб), см³/с.

Для соответствующих величин формулы (18) коэффициент гидравлических сопротивлений при ламинарном течении в гладких трубах равен

$$\lambda = \frac{64}{Re}, \quad (19)$$

и при турбулентном течении

$$\lambda = \frac{0,3164}{\sqrt[4]{Re}}. \quad (20)$$

В свою очередь число Рейнольдса

$$Re = \frac{\psi \cdot D}{\vartheta}, \quad (21)$$

и кинематическая вязкость

$$\vartheta = \frac{1,01775}{1+0,03375 \cdot t+0,000221 \cdot t^2}, \quad (22)$$

где t — температура жидкости в °С.

Проведенные по (18) расчеты показали, что при перепаде давления в 700 см водяного столба (68670 Па) через 1-мм отверстие пусковой муфты перетекает 0,8, а через 3-мм — 7,2 м³/сут нефти.

При расстоянии от башмака труб до пусковой муфты 1000 м такой перепад обеспечивается дебитом 100 м³/сут. Следовательно, величина перетока составит от 0,8 до 7,2 % от отбираемого дебита.

При перепаде же в 200 см водяного столба (19620 Па) через такие же отверстия будет перетекать, соответственно, 0,43 и 3,84 м³/сут нефти. Но для этих условий необходимый перепад давления будет обеспечиваться при дебите скважины 17 м³/сут. В этом случае величина перетока составит от 2,65 до 22,60 %.

То есть при меньших дебитах относительная величина перетока через отверстия пусковой муфты заметно возрастает. При этом имеется виду, что, несмотря на начавшийся переток, перепад давления будет сохраняться и поддерживаться на прежнем уровне. Тогда при определении перепада давления у следующей пусковой муфты в расчетах следует подставлять расстояние от башмака труб до соответствующей муфты.

Если предположить, что вследствие начавшегося перетока перепад давления у пусковых муфт будет исчезать и давление в трубах и затрубном пространстве выравниваться, то при определении перепада давления у каждой следующей муфты в формулу (18) следует подставлять расстояние между смежными муфтами.

Для того чтобы подчеркнуть, насколько существенными могут быть возникающие искажения при определении накопленного притока, были выполнены исследования скважины 335 Убинской площади при ее пуске в работу на штуцере.

Учет работы ствола скважины по двум крайним схемам — при полностью герметичной или, наоборот, негерметичной компоновке лифтовых труб — приводят к противоположным выводам от резкого завышения гидродинамических параметров пласта до их резкого занижения.

Таким образом, процессы, происходящие в стволе скважины вследствие проявления естественного термогазлифта, существенно сказываются как на характере работы, так и на результатах исследования скважин на неустановившихся режимах фильтрации, что необходимо учитывать при выборе способов анализа полученных геолого-промысловых материалов.

Выводы

- Исследовано влияние температуры на изменение давления в скважине.
- Для величины устьевого давления ниже давления насыщения с соответствующей глубины происходит выделение свободной газовой фазы по стволу скважины. Также происходит изменение температуры за счет дросселирования и адиабатического расширения газа по стволу скважины и поглощения скрытой теплоты парообразования при его испарении из газожидкостной смеси в условиях теплообмена с окружающей средой. Эти процессы приводят к изменению температуры в стволе скважины и величины забойного давления.
- Представлен методический подход к определению глубины разгазирования нефти в стволе скважины.
- Выявлено время запаздывания выделения газа в потоке из пластовой жидкости. Для месторождений Башкирии время запаздывания по промысловым данным составляет 4–15 минут. Для Западной Сибири аналогичные исследования не проводятся, что влияет на точность геолого-промысловых расчетов.
- Представлен методический подход к исследованию влияния газосодержания на изменение давлений в скважине.
- Полученные решения можно использовать для оценки изменения давления по стволу скважины относительно устьевой либо забойной депрессии; анализа влияния естественного термогазлифта на процесс перехода скважин к фонтанированию; оценки точности в определении отобранного из ствола или, наоборот, накопленного в нем некоторого дополнительного объема жидкости за время исследования скважин на неустановившихся режимах фильтрации, и т. п.
- Рассмотрен вопрос точности учета переменного притока при исследовании нефтяных скважин на неустановившихся режимах фильтрации.

Список источников

1. Орешкин, И. В. Обоснование критериев прогноза фазового состояния пластовых углеводородных смесей / И. В. Орешкин, Е. В. Постнова, А. А. Пятаев. – Текст : непосредственный // Теоретические основы и технологии поисков и разведки нефти и газа. – 2013. – № 4(4). – С. 29–33.

2. Тугарова, М. А. Количественная петрография как основа построения геологических моделей карбонатных резервуаров / М. А. Тугарова, Е. Н. Максимова, С. А. Идрисова. – DOI 10.17308/geology.2019.3/1807. – Текст : непосредственный // Вестник ВГУ. Серия : Геология. – 2019. – № 3. – С. 10–15.
3. Sergeev, V. Innovative emulsion-suspension systems based on nanoparticles for drilling and well workover operation / V. Sergeev, K. Tanimoto, M. Abe. – Text : direct // Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference. SPE. – 2019. – С. D031S097R003.
4. Катанов, Ю. Е. Оценка влияния качества заканчивания скважин на объемы разведанных балансовых запасов углеводородов / Ю. Е. Катанов, А. К. Ягафаров, А. И. Аристов. – DOI 10.18799/24131830/2023/9/4073. – Текст : непосредственный // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2023. – Т. 334, № 9. – С. 91–103.
5. Богопольский, В. О. Проблемы анализа исследований пластов и скважин на неустановившихся режимах фильтрации / В. О. Богопольский, Г. М. Мусаева. – Текст : непосредственный // Мирская наука. – 2023. – № 3 (72). – С. 118–123.
6. Уткин, К. Л. Вычисление радиуса влияния с заданной погрешностью при неустановившемся режиме фильтрации / К. Л. Уткин, О. Н. Уткина. – DOI 10.21285/2227-2917-2024-3-592-607. – Текст : непосредственный // Известия вузов. Инвестиции. Строительство. Недвижимость. – 2024. – Т. 14, № 3. – С. 592–607.
7. Katanov, Yu. E. Qualitative algorithm for adaptation of reservoir models / Yu. E. Katanov, Yu. V. Vaganov. – DOI 10.1615/InterJenerCleanEnv.2022044510/ – Text : direct // International Journal of Energy for a Clean Environment. – 2023. – Vol. 24, Issue 1. – P. 141–152.
8. Калинин, А. Г. Состояние и перспективы развития технологий бурения разведочных скважин на нефть и газ / А. Г. Калинин. – Текст : непосредственный // Разведка и охрана недр. – 2008. – № 8. – С. 52–58.
9. Прогнозирование разработки нефтегазовых залежей с применением технологии ограничения газопритоков в скважины / В. Ф. Томская, С. К. Грачева, И. И. Краснов, Е. В. Ваганов. – Текст : непосредственный // Нефть и газ : опыт и инновации. – 2019. – Т. 3, № 2. – С. 3–19.
10. Нурматов, У. Д. Возникновение гидравлического удара при бурении нефтяных и газовых скважин / У. Д. Нурматов. – Текст : непосредственный // Роль нефтегазового сектора в технико-экономическом развитии Оренбуржья: материалы научно-практической конференции, посвященной 2021 году — году науки и технологий. Труды РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина Оренбургский филиал, Оренбург, 12–13 мая 2021 года. – Саратов: Амирит, 2021. – С. 103–110.
11. Dong, G. A review of the evaluation, control, and application technologies for drill string vibrations and shocks in oil and gas well / G. Dong, P. Chen. – DOI 10.1155/2016/7418635. – Text : direct // Shock and Vibration. – 2016. – Vol. 2016, Issue 1. – P. 7418635.
12. Shi, Y. Effects of lateral-well geometries on multilateral-well EGS performance based on a thermal-hydraulic-mechanical coupling model / Y. Shi, X. Song, Y. Feng. – DOI 10.1016/j.geothermics.2020.101939. – Text : direct // Geothermics. – 2021. – Vol. 89. – P. 101939.
13. Лазута, И. В. Технологические процессы, оборудование и автоматизация нефтегазодобычи: учебное пособие / И. В. Лазута, Р. Ю. Сухарев. – Омск : Сибирская государственная автомобильно-дорожная академия, 2015. – 158 с. – Текст : непосредственный.
14. Юшин, Е. С. Техника и технология текущего и капитального ремонта нефтяных и газовых скважин на суше и на море : учебное пособие / Е. С. Юшин. – Ухта : Ухтинский государственный технический университет, 2019. – 292 с. – Текст : непосредственный.

15. An Intelligent Separated Zone Oil Production Technology Based on Electromagnetic Coupling Principle / C. Liao, D. Jia, Q. Yang [et al.]. – DOI 10.2118/215238-MS. – Text : direct // SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition. – 2023. – P. D031S021R001.
16. Чекалюк, Э. Б. Термодинамика нефтяного пласта / Э. Б. Чекалюк. – Москва : Рипол Классик. – 2013. – 246 с. – Текст : непосредственный.
17. Метод оптимизации давления газа в затрубном пространстве добывающей скважины / В. В. Белозеров, Р. У. Рабаев, К. Р. Уразаков [и др.]. – DOI 10.17122/ngdelo-2019-5-23-32. – Текст : непосредственный // Нефтегазовое дело. – 2019. – Т. 17, № 5. – С. 23–32.
18. Катанов, Ю. Е. Особенности исследования залежей предгазогидратного состояния / Ю. Е. Катанов, А. К. Ягафаров, А. И. Аристов. – DOI 10.31660/0445-0108-2023-1-29-44. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2023. – № 1 (157). – С. 29–44.
19. Sarmast, S. Performance and cyclic heat behavior of a partially adiabatic Cased-Wellbore Compressed Air Energy Storage system / S. Sarmast, R. A. Fraser, M. B. Dusseault. – DOI 10.1016/j.est.2021.103279. – Text : direct // Journal of Energy Storage. – 2021. – Issue 44. – P. 103279.
20. Drilling fluids for drilling wells at the bovanenkovo oil and gas condensate field / E. V. Panikarovskiy, V. V. Panikarovskiy, M. V. Listak [et al.]. – DOI 10.14445/22315381/IJETT-V69I12P202. – Text : direct // International Journal of Engineering Trends and Technology. – 2021. – Vol. 69, Issue 12. – P. 8–12.
21. Xu, B. Nonisothermal reservoir/wellbore flow modeling in gas reservoirs / B. Xu, C. S. Kabir, A. R. Hasan. – DOI 10.1016/j.jngse.2018.07.001. – Text : direct // Journal of Natural Gas Science and Engineering. – 2018. – Vol. 57. – P. 89–99.
22. Adiabatic behavior of gas wells due to natural reservoir fines migration: analytical model and CFD study / S. Senthil, S. Mahalingam, S. Ravikumar, V. Pranesh. – DOI 10.1007/s13202-019-0670-5. – Text : direct // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. – 2019. – Vol. 9, Issue 4. – P. 2863-2876.
23. Hashish, R. G. Accounting for Adiabatic Expansion in Analyzing Warmback Temperature Signal After Cold-Fluid Injection / R. G. Hashish, M. Zeidouni. – DOI 10.2118/196287-MS. – Text : direct // SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition. – SPE. – 2020. – P. D012S002R009.

References

1. Oreshkin, I. V., Postnova, E. V., & Pyataev, A. A. (2013). Substantiation of prediction criterion of formation hydrocarbon mixtures phase state. Theoretical bases and technologies of oil and gas prospecting and exploration, (4(4)), pp. 29-33. (In Russian).
2. Tugarova, M. A., Maksimova, E. N., & Idrisova, S. A. (2019). Quantitative petrography as a basis for the geological modeling of carbonate reservoirs. Proceedings of Voronezh State University. Series: Geology, (3), pp. 10-15. (In Russian). DOI: 10.17308/geology.2019.3/1807.
3. Sergeev, V. & Tanimoto, K. & Abe, M. (2019). Innovative emulsion-suspension systems based on nanoparticles for drilling and well workover operation. Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference, p. D031S097R003. SPE. (In English).
4. Katanov, Yu. E., Yagafarov, A. K. & Aristov, A. I. (2023). Assessment of well completion quality impact on the volume of explored balance reserves of hydrocarbons. Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering, (334, (9)), pp. 91-103. (In Russian). DOI: 10.18799/24131830/2023/9/4073

5. Bogopolsky, V. O. & Musaeva, G. M. (2023). Problems of analyzing studies of reservoirs and wells on unsteady filtration modes. *World Science*, (3 (72)), pp. 118-123. (In Russian).
6. Utkin, K. L. & Utkina, O. N. (2024). Calculation of the radius of influence with a given error at unsteady filtration mode. *Proceedings of Universities. Investment. Construction. Real estate*, (14(3)), pp. 592-607. (In Russian). DOI: 10.21285/2227-2917-2024-3-592-607
7. Katanov, Yu. E. & Vaganov Yu. V. (2023). Qualitative algorithm for adaptation of reservoir models. *International Journal of Energy for a Clean Environment*, 24 (1), pp. 141-152. (In English). DOI: 10.1615/InterJEnerCleanEnv.2022044510
8. Kalinin, A. G. (2008). Conditions and prospects of technologies of exploration wells for oil and gas drilling. *Razvedka i okhrana nedr*, (8), pp. 52-58. (In Russian).
9. Tomsкая, V. F., Gracheva, S. K., Krasnov, I. I. & Vaganov E.V. (2019). Forecasting the development of oil and gas deposits with application of technology for the restriction of gas outlets in wells. *Petroleum and gas: experience and innovation*, 3(2), pp. 3–19. (In Russian).
10. Nurmatov, U. D. (2021). The occurrence of water hammer when drilling oil and gas wells. *Role of oil and gas sector in technical and economic development of Orenburg region*. Saratov, Amirit Publ., pp. 103-110. (In Russian).
11. Dong, G. & Chen, P. (2016). A review of the evaluation, control, and application technologies for drill string vibrations and shocks in oil and gas well. *Shock and Vibration*, 2016(1), 7418635. (In English). DOI 10.1155/2016/7418635.
12. Shi Y. & Song X. & Feng Y. (2021). Effects of lateral-well geometries on multilateral-well EGS performance based on a thermal-hydraulic-mechanical coupling model. *Geothermics*, (89), 101939. (In English). DOI: 10.1016/j.geothermics.2020.101939
13. Lazuta, I. V., & Sukharev, R. Yu. (2015). *Tekhnologicheskie protsessy, oborudovanie i avtomatizatsiya neftegazodobychi*. Omsk, Sibirskaya gosudarstvennaya avtomobil'no-dorozhnaya akademiya Publ., 158 p. (In Russian).
14. Yushin, E. S. (2019). *Technique and technology of current and capital repairs of oil and gas wells on land and at sea*. Ukhta, Ukhta State Technical University Publ., 292 p. (In Russian).
15. Liao, C., Jia, D., Yang, Q., Pei, X., Zhu, Y., Kong, L., ... & Du, K. (2023). An intelligent separated zone oil production technology based on electromagnetic coupling principle. In *SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition*, p. D022S003R001. SPE. (In English). DOI: 10.2118/215238-MS.
16. Chekalyuk, E. B. (2013). *Thermodynamics of an oil reservoir*. Moscow, Ripol Classic Publ., 246 p. (In Russian).
17. Belozarov, V. V., Rabaev, R. U., Urazakov, K. R., Zhulaev, V. P., & Khabibullin, M. Ya. (2019). Method of gas pressure optimization in producing well annulus. *Petroleum engineering*, 17(5), pp. 23-32. (In Russian). DOI: 10.17122/ngdelo-2019-5-23-32
18. Katanov, Yu., Yagafarov, A. K., & Aristov, A. I. (2023). Peculiarities of the study of pre-gas-hydrate deposits. *Oil and Gas Studies*, (1 (157)), pp. 29-44. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2023-1-29-44
19. Sarmast, S. & Fraser, R. A. & Dusseault, M. B. (2021). Performance and cyclic heat behavior of a partially adiabatic Cased-Wellbore Compressed Air Energy Storage system. *Journal of Energy Storage*, (44), p. 103279. (In English). DOI 10.1016/j.est.2021.103279.

20. Panikarovskiy, E. V., Panikarovsky, V. V., Listak, M. V., Verkhovod, I. Y., & Katanov, Y. E. (2021). Drilling fluids for drilling wells at the Bovanenkovo oil and gas condensate field. SSRG International Journal of Engineering Trends and Technology, 69(12), pp. 8-12. (In English). DOI: 10.14445/22315381/IJETT-V69I12P202
21. Xu, B., Kabir, C. S., & Hasan, A. R. (2018). Nonisothermal reservoir/wellbore flow modeling in gas reservoirs. Journal of Natural Gas Science and Engineering, (57), pp. 89-99. (In English). DOI: 10.1016/j.jngse.2018.07.001.
22. Senthil, S., Mahalingam, S., Ravikumar, S., & Pranesh, V. (2019). Adiabatic behavior of gas wells due to natural reservoir fines migration: analytical model and CFD study. Journal of Petroleum Exploration and Production Technology, 9(4), pp. 2863-2876. (In English). DOI: 10.1007/s13202-019-0670-5
23. Hashish, R. G., & Zeidouni, M. (2020). Accounting for Adiabatic Expansion in Analyzing Warmback Temperature Signal After Cold-Fluid Injection. SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, pp. D012S002R009. SPE. (In English). DOI: 10.2118/196287-MS

Информация об авторе/ Information about the author

Катанов Юрий Евгеньевич, кандидат геолого-минералогических наук, доцент кафедры интеллектуальных систем и технологий, Высшая школа цифровых технологий, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, katanov-juri@rambler.ru, ORCID: <http://orcid.org/0000-0001-5983-4040>

Yuri E. Katanov, Candidate of Geology and Mineralogy, Associate Professor at the Department of Intelligent Systems and Technologies, Higher School of Digital Technologies, Industrial University of Tyumen, katanov-juri@rambler.ru, ORCID: <http://orcid.org/0000-0001-5983-4040>

Статья поступила в редакцию 12.01.2025; одобрена после рецензирования 11.02.2025; принята к публикации 24.02.2025.
The article was submitted 12.01.2025; approved after reviewing 11.02.2025; accepted for publication 24.02.2025.