

Д.Н. Гуляев, О.В. Батманова, А.Н. Никонорова,
В.В. Соловьёва, В.М. Кричевский

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИССЛЕДОВАНИЙ
ВЫСОКОДЕБИТНЫХ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН
С ПОМОЩЬЮ НОВОГО
ВЫСОКОЧУВСТВИТЕЛЬНОГО МАНОМЕТРА

При разработке нефтяных и газовых месторождений важное значение имеет определение оптимальной депрессии, так как при высокой депрессии начинается активный вынос песка из скважины, что приводит к быстрому износу колонны. Однако если задать низкую депрессию на пласт, то произойдет снижение добычи, что приведет к экономическим потерям. Скважинные манометры используются при гидродинамических исследованиях скважин для решения таких задач, как подбор оптимального забойного давления, мониторинг пластового давления и гидропроводности, оценка проницаемости, скин-фактора и т.д. В статье приводится сравнительная характеристика двух скважинных манометров-термометров – zPass20M и САМТ. Кроме того, выполнена оценка эффективности применения высокочувствительного кварцевого манометра zPass20M на газовом месторождении, а также приведены результаты интерпретации данных, полученных при его использовании, на основе которых сделан ряд рекомендаций для дальнейшей эксплуатации исследуемой скважины.

Ключевые слова: кварцевый манометр, исследование газовых скважин, кривая восстановления давления.

D.N. Gulyaev, O.V. Batmanova, A.N. Nikonorova,
V.V. Solov'eva, V.M. Krichevskij

WELL-TESTING EFFICIENCY IMPROVEMENT
OF HIGHLY PRODUCTIVE GAS WELLS
BY APPLICATION OF NEW HIGHLY SENSITIVE
PRESSURE GAUGE

When developing of oil and gas fields, it is important to determine the optimal formation drawdown. Indeed, with a high drawdown, active sand removal from the well begins, which leads to rapid wear of the string. At the same time, if you set a low formation drawdown, then there will be a decrease in production, which will lead to economic losses. Down hole manometers are used in well testing for solving problems such as selecting the optimal bottom hole pressure, monitoring reservoir pressure and transmissibility, assessing permeability, skin factor, etc. The article provides a comparative characteristic of two down hole gauges – zPass20M and CAMT. In addition, an assessment of the efficiency of using a highly sensitive quartz manometer zPass20M in a gas field was carried out, as well as the results of interpretation of the data obtained during its use, on the basis of which a number of recommendations were made for further production of the tested well.

Keywords: quartz pressure gauge, gas well-testing, pressure build-up.

Введение

В данной работе рассматривается газовое месторождение, скважины на котором разрабатываются при маленькой депрессии, что приводит к трудностям при использовании стандартных манометров. Именно по этой причине на анализируемом месторождении были проведены опытно-промышленные работы по тестированию российского высокочувствительного скважинного манометра zPass20M.

Необходимо было решить несколько задач. Во-первых, оценить эффективность кварцевого манометра в условиях исследований высокодебитных скважин, которые разрабатываются при маленькой депрессии на пласт. Кроме того, целью анализа было сравнение работы стандартного прибора САМТ и манометра zPass20M. Во-вторых, определить оптимальный режим работы одной из скважин на анализируемом газовом месторождении с использованием данных по тестируемому кварцевому манометру, что являлось одной из целей при выполнении исследований.

Для достижения поставленных целей необходимо было осуществить следующее:

- оценить качество записи данных стандартного манометра САМТ и кварцевого манометра zPass20M;
- провести сравнительный анализ работы двух манометров;
- интерпретировать данные, полученные от манометра zPass20M;
- подготовить рекомендации по работе скважины и применению манометров.

Технология исследования скважины

Тестирование манометра выполнено в газовой эксплуатационной скважине, которая предварительно была остановлена для записи кривой восстановления давления (КВД). Затем скважина работала на трех режимах – 70, 80 и 90% от технологического, между которыми были короткие остановки. При исследовании скважины тестируемым манометром использовали технологию регистрации индикаторных диаграмм (ИД) [3].

Стоит отметить, что в скважину была спущена компоновка из двух автономных приборов, включающих в себя манометры-термометры. Для записи и регистрации данных использовались тестируемый высокочувствительный манометр zPass20M и стандартный прибор САМТ № 929, сравнительная характеристика которых была выполнена в ходе данных исследований.

Сравнительная характеристика приборов zPass20M и САМТ

Для оценки эффективности высокочувствительного манометра zPass20M выполнен анализ сравнительной характеристики работы нескольких приборов в одних и тех же специфических условиях. Диаграммы изменения забойного давления и температуры представлены на рисунках 1, 2. На графиках можно заметить, что регистрация данных, выполненная разными приборами, отличается друг от друга.

Сравнительная характеристика манометра и стандартного прибора выполнена по нескольким критериям, проанализировав которые, можно сделать выводы о работе каждого прибора в заданных условиях.

Критерий 1. Достоверность показаний при атмосферном давлении

Первым критерием послужила запись данных при атмосферных условиях перед началом исследования. На рисунке 3 видно, что каждый из манометров записал при атмос-

ферном давлении вместо нуля отрицательное давление ($zPass20M - 0,0508 \text{ кг/см}^2$, стандартный манометр $- 0,107 \text{ кг/см}^2$), что не позволяет выделить по данному критерию безусловного лидера. Однако отклонение у тестируемого манометра $zPass20M$ оказалось меньше, чем у стандартного манометра.

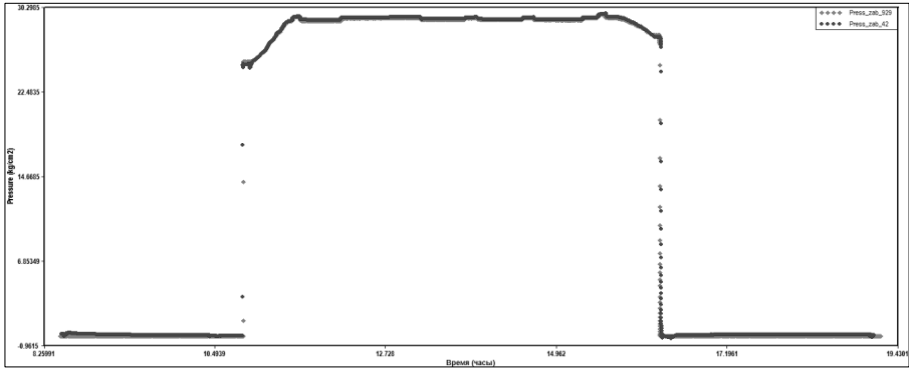


Рис. 1. Диаграммы давления

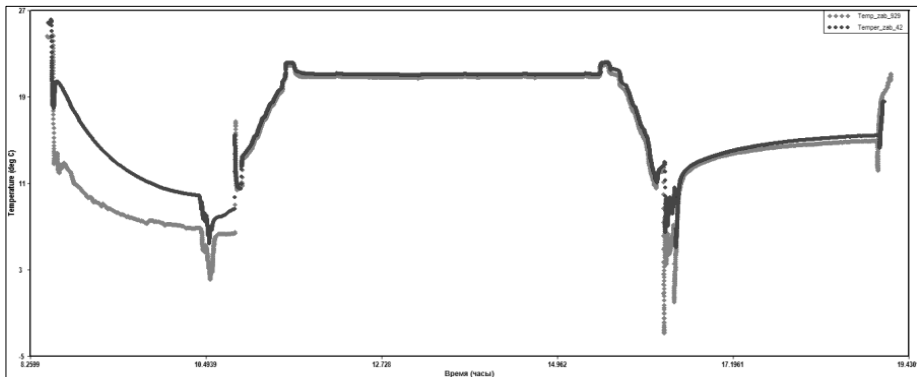


Рис. 2. Диаграммы температуры

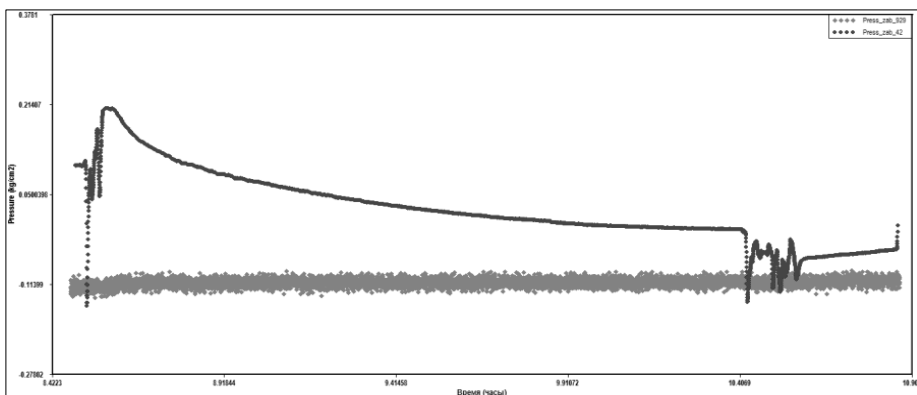
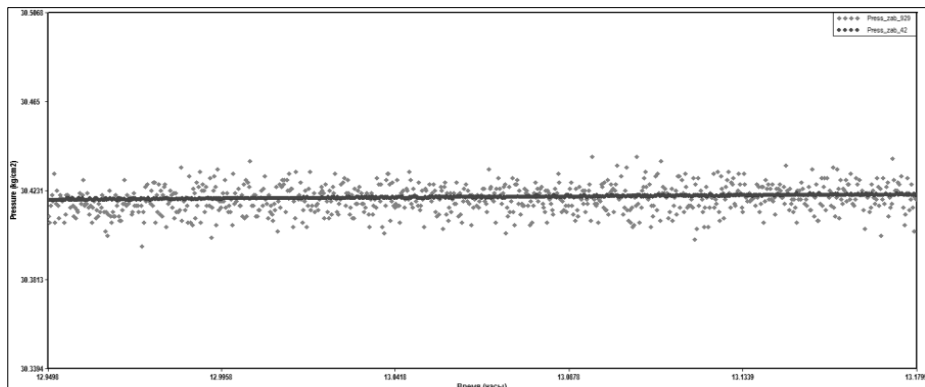


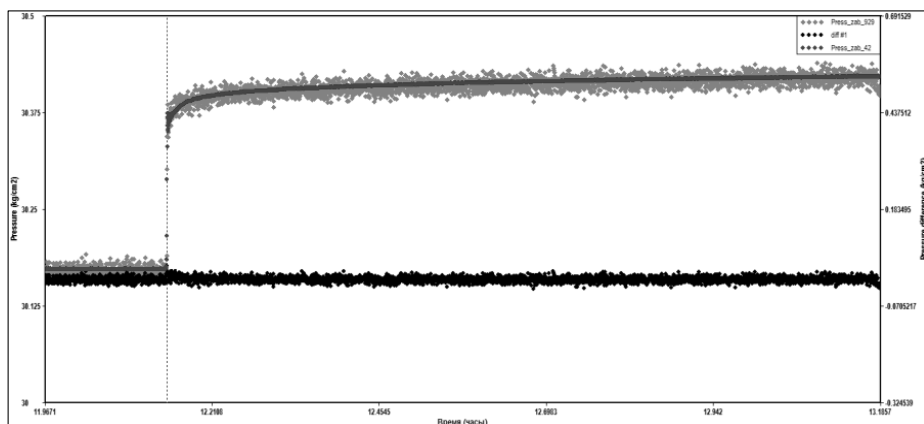
Рис. 3. Графики начальных «атмосферных» участков записи манометров

Критерий 2. Разброс показаний при постоянном давлении

При сравнении приборов по данному критерию было выполнено нормирование кривых давления в статике. На рисунке 4 представлен конечный участок КВД. Из рисунка видно, что стандартный манометр сильно зашумлен, в то же время данные тестируемого манометра практически не являются «шумными», что дает ему большое преимущество перед стандартным прибором. Стоит отметить, что шумовая «дорожка» по давлению у стандартного прибора имеет ширину $0,028 \text{ кг/см}^2$, а у прибора zPass20M – $0,0007 \text{ кг/см}^2$.

**Рис. 4.** Фрагмент нормированных графиков КВД**Критерий 3. Сопоставление нормированных кривых давления**

На рисунке 5 представлен фрагмент последнего участка КВД, на котором выполнено нормирование кривых давления по максимальной величине измеренного давления. Из рисунка видно, что нормированные кривые давления хорошо коррелируют друг с другом. Кроме того, на рисунке представлен график арифметической разницы между записями двух манометров, на котором прослеживается незначительная разница между записями давления.

**Рис. 5.** График различия нормированных кривых давления

Критерий 4. Сопоставление температурных кривых

На рисунке 6 показаны температурные кривые, записанные с помощью кварцевого манометра zPass20M и стандартного прибора САМТ. Видно, что разница между зарегистрированными температурами является постоянной во времени и составляет 0,241 °С. Вероятно, такая разница вызвана положением датчиков: один температурный датчик находился напротив муфты НКТ, другой – несколько удален от нее. Кроме того, при одинаковой разрешающей способности по температуре (0,001 °С) прибор zPass20M демонстрирует менее «шумные» данные, чем стандартный манометр.

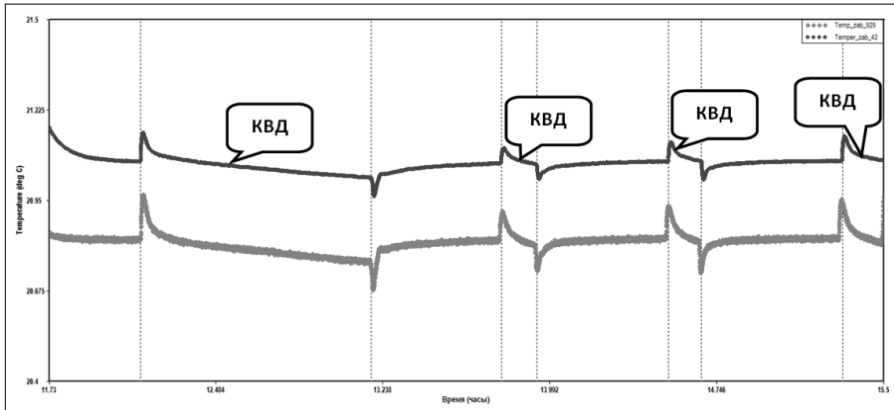


Рис. 6. Графики температурных кривых

Критерий 5. Сопоставление диагностических графиков КВД

Выполнено построение диагностических графиков КВД с использованием данных стандартного (рис. 7) и тестируемого (рис. 8) приборов. На графиках видны различные формы производной. Следует отметить, что диагностический график стандартного прибора обладает очень «шумной» производной, которая не может быть подвержена качественной интерпретации и не позволяет выполнить диагностику режимов течения. В то же время производная диагностического графика прибора zPass20M демонстрирует рельефную форму без «шума», что позволяет получить более достоверное решение. Стоит отметить, что именно кривая прибора zPass20M была использована для дальнейшей интерпретации гидродинамических данных. Визуально диагностируется радиальное течение в пласте, а также аномалия, обусловленная влиянием тектонического разлома. Анализируя полученные результаты, можно выявить явное преимущество прибора zPass20M над стандартным манометром из-за более высокого разрешения по давлению.

Подводя итоги сравнительного анализа двух манометров, можно заключить, что высокочувствительный манометр zPass20M имеет ряд преимуществ в высокодебитных газовых скважинах, работающих при низких депрессиях на пласт. Главным преимуществом является качество диагностического графика КВД, благодаря которому получают более точные значения параметров свойств пласта. Основной проблемой стандартного манометра является недостаточная разрешающая способность по параметру давления, что крайне важно для исследований высокодебитных газовых скважин, в условиях очень малых перепадов давления.

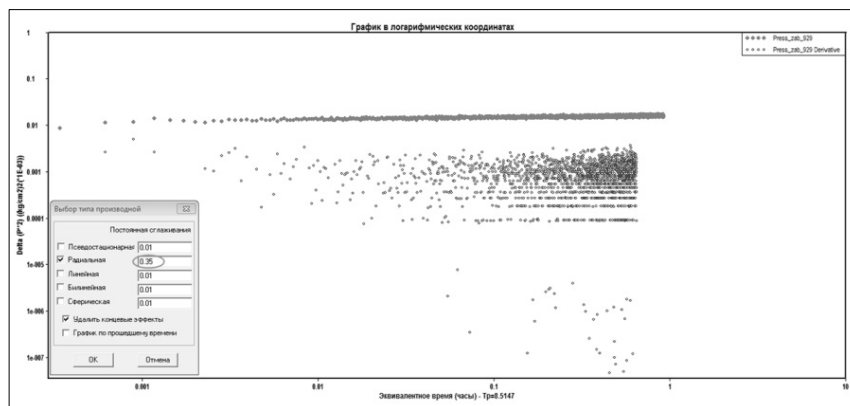


Рис. 7. Диагностический график КВД (стандартный манометр)

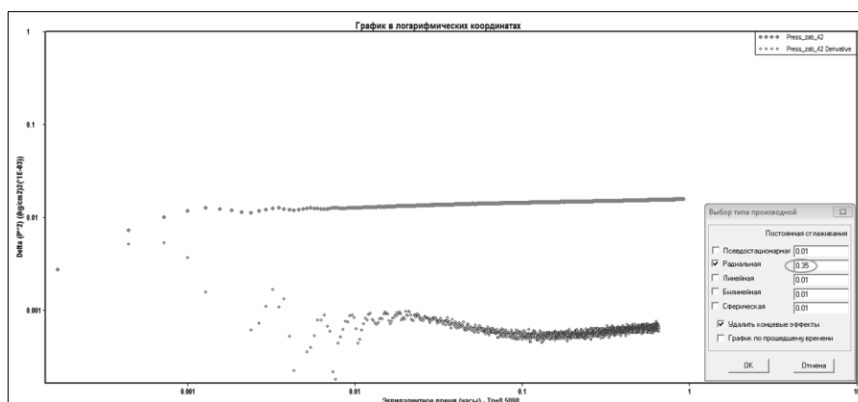


Рис. 8. Диагностический график КВД (манометр zPass20M)

Интерпретация данных кварцевого манометра zPass20M

Для интерпретации был получен ряд исходных данных, представленный в таблице 1. Кроме того, на рисунке 9 приведен общий график исследования совместно с решением (линия нелинейной регрессии) [3]. Стоит отметить, что для построения графика давление, зарегистрированное манометром в точке записи, было преобразовано в абсолютное с учетом атмосферного давления.

Таблица 1

Исходные данные для интерпретации

Режим	$P_{тр}$, атм.	$P_{затр}$, атм.	$P_{заб}$, атм.	Дебит газа, тыс.м ³ /сут.	Депрессия, атм.
Рабочий (100 %)	26,045	28,355	30,1720	308,3	0,2487
КВД	28,591	28,624	30,4207	–	–
70%	27,247	28,451	30,2681	222,6	0,1526
80%	26,895	28,410	30,2434	248,7	0,1773
90%	26,456	28,382	30,2115	282,2	0,2092

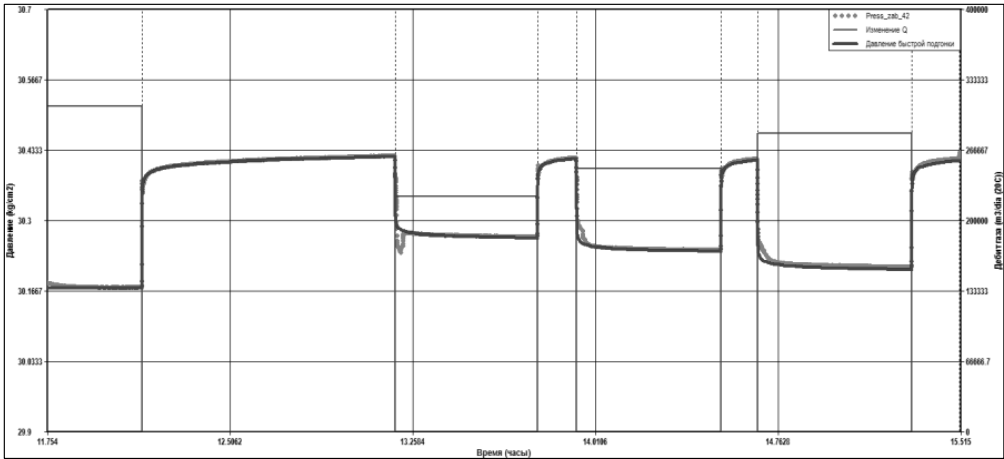


Рис. 9. Обзорный график исследования с решением

На рисунке 9 показаны остановки скважины (циклы КВД). Короткие остановки, записанные в промежутках между режимами исследования, выполнены для определения зависимости изменения скин-фактора от дебита скважины, учитывающего не Дарси-эффект (эффект турбулентности).

Стоит отметить, что интерпретация исследования проводится при допущении, что скважина запущена в работу со стабильным дебитом на каждом цикле исследования. Для расчета давления в скважине, запущенной в работу со стабильным дебитом, используется следующее решение уравнения пьезопроводности:

$$P_c = P_{\text{пл}} - \frac{Q\mu}{4\pi k h_{\text{раб}}} \left[-Ei \left(-\frac{\beta \mu r_c^2}{4k \Delta t_{\text{раб}}} \right) \right],$$

где P_c – давление в скважине, МПа; $P_{\text{пл}}$ – пластовое давление, МПа; Q – дебит скважины, м³/д; μ – динамическая вязкость жидкости, МПа·с; k – коэффициент проницаемости, м²; $h_{\text{раб}}$ – работающая толщина пласта, м; β – сжимаемость пористой среды; $-Ei(-x)$ – интегральная показательная функция аргумента r ; r_c – приведенный радиус скважины, связанный с влиянием скин-фактора.

Для удобства расчетов была использована аппроксимация: $-Ei(-x) = \ln \frac{1}{vx} = -\ln(vx)$, где $v \approx e(\gamma) \approx 1,78$, $\gamma \approx 0,5772$ (постоянная Эйлера). С ее учетом уравнение принимает вид

$$P_c = P_{\text{пл}} - \frac{Q}{4\pi \epsilon} \ln \left(\frac{2,25\chi \Delta t_{\text{раб}}}{r_c^2} \right),$$

где P_c – давление в скважине, МПа; $P_{\text{пл}}$ – пластовое давление, МПа; Q – дебит скважины, м³/д; ϵ – гидропроводность, мД·м/сПз; χ – пьезопроводность, м²/с; r_c – приведенный радиус скважины, связанный с влиянием скин-фактора; $\Delta t_{\text{раб}} = t - t_{\text{нач}}$ – время, прошедшее после пуска скважины.

Используется модификация, связывающая величину приведенного радиуса $r_{c\text{пр}}$ и интегрального скин-фактора S :

$$P_c = P_{\text{пл}} - \frac{Q}{4\varepsilon\pi} \left(\ln(2,25\chi\Delta t_{\text{раб}}) - 2\ln r_{c\text{пр}} \right) = P_{\text{пл}} - \frac{Q}{4\varepsilon\pi} \left(\ln(2,25\chi\Delta t_{\text{раб}}) + 2S \right),$$

где P_c – давление в скважине, МПа; $P_{\text{пл}}$ – пластовое давление, МПа; Q – дебит скважины, м³/д; ε – гидропроводность, мД·м/сПз; χ – пьезопроводность, м²/с; $r_{c\text{пр}}$ – приведенный радиус скважины, связанный с влиянием скин-фактора; $\Delta t_{\text{раб}} = t - t_{\text{нач}}$ – время, прошедшее после пуска скважины; S – интегральный скин-фактор.

Стоит отметить, что данные формулы справедливы для сравнительно больших значений времени, что отвечает условиям работы эксплуатационных скважин. Видно, что при увеличении времени давление в скважине изменяется согласно логарифмическому закону. Вследствие этого зависимость изменения забойного давления при гидродинамическом исследовании от логарифма времени может быть аппроксимирована линейной функцией, коэффициенты которой определяются гидродинамическими параметрами

$$\begin{aligned} P_c &= \Phi + \Psi f(\ln \Delta t); \\ \Phi &= P_{\text{пл}} - \frac{Q}{4\varepsilon\pi} \ln \left(\frac{2,25\chi}{r_{c\text{пр}}^2} \right); \\ \Psi &= -\frac{Q}{4\varepsilon\pi}; \\ f(\ln \Delta t) &= \ln(\Delta t_{\text{раб}}), \end{aligned}$$

где P_c – давление в скважине, МПа; Φ , Ψ – коэффициенты касательной (КВД, КСД и пр.); $P_{\text{пл}}$ – пластовое давление, МПа; Q – дебит скважины, м³/д; ε – гидропроводность, мД·м/сПз; χ – пьезопроводность, м²/с; $r_{c\text{пр}}$ – приведенный радиус скважины, связанный с влиянием скин-фактора; $\Delta t_{\text{раб}} = t - t_{\text{нач}}$ – время, прошедшее после пуска скважины; S – интегральный скин-фактор.

Рассмотрим пример интерпретации. В качестве основного объекта исследования и интерпретации выбран длительный цикл КВД (продолжительность цикла более 1 ч). Качество записи кривой давления соответствует предъявляемым требованиям к исследованиям высокодебитных газовых скважин. Длительность каждого из периодов работы скважины была достаточной для достижения радиального режима течения в пласте. На циклах индикаторной диаграммы (стационарная фильтрация) продолжительность отработки скважины по времени от режима к режиму изменяется в пределах 0,58–0,63 ч. Следует отметить практически полную стабилизацию давления на каждом из режимов ИД, что является следствием устойчивости во времени параметров работы скважины.

Кривая давления в Log-Log-масштабе обычно изображается совместно с логарифмической производной, рассчитанная по формуле

$$\ln(\Delta p') = \ln \left\{ \frac{\partial \Delta p}{\partial [f_{\Delta p}(\ln \Delta t)]} \right\},$$

где $\ln(\Delta p')$ – логарифмическая производная; Δp – изменение давления в скважине, МПа; $\Delta t = t - t_{\text{нач}}$ – время, прошедшее после пуска скважины.

На рисунках 10, 11 приведены диагностический график Log-Log-анализа и график временной функции Хорнера, соответствующие длительному циклу КВД. На графиках наблюдается классическая для вертикальной скважины структура потоков. Стоит отметить, что также была определена модель одиночной непроницаемой границы, удаленная на 85 м из-за аномалии, связанной с экранирующим влиянием разлома (сброс с амплитудой 50 м), расположенного к востоку от скважины.

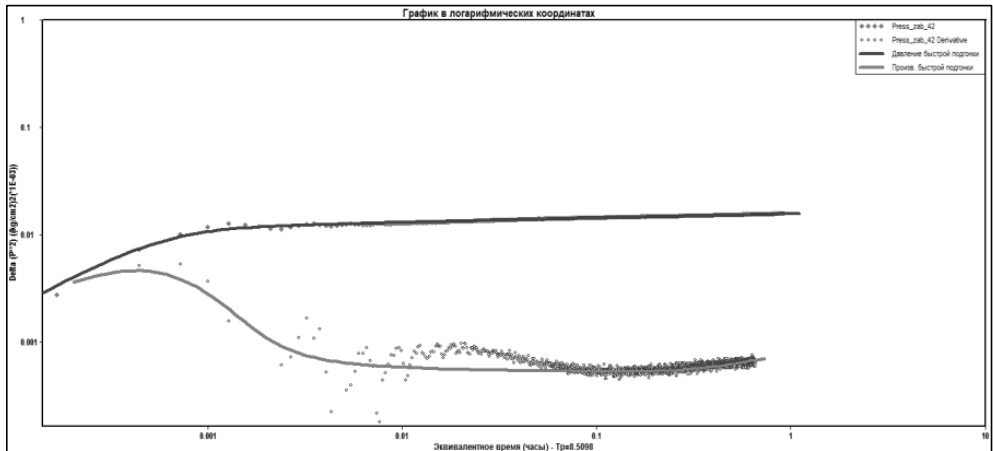


Рис. 10. Диагностический график анализа для длительного цикла КВД

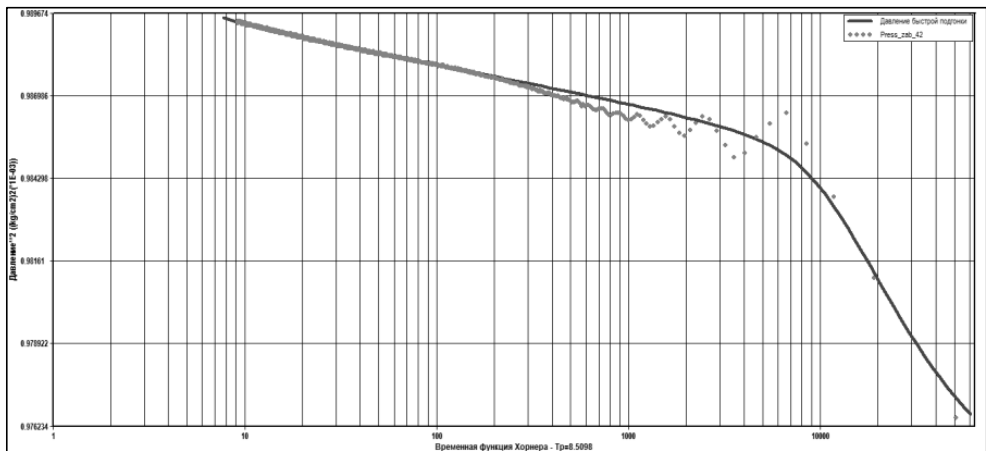


Рис. 11. График временной функции Хорнера для длительного цикла КВД

Дополнительно было выполнено построение графика ЛПТ (ламинарный, переходный, турбулентный) для определения коэффициентов **B** и **F**, являющихся аналогами коэффициентов **a** и **b** с поправкой за вязкость газа и Z-фактор (рис. 12). Коэффициенты, определенные по графику ЛПТ, были использованы для построения графика притока газа при забойных условиях (рис. 13).

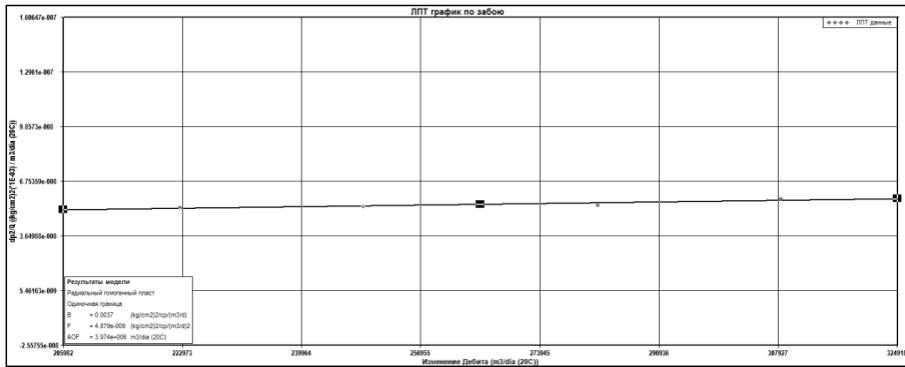


Рис. 12. График ЛПТ анализа для забойных условий

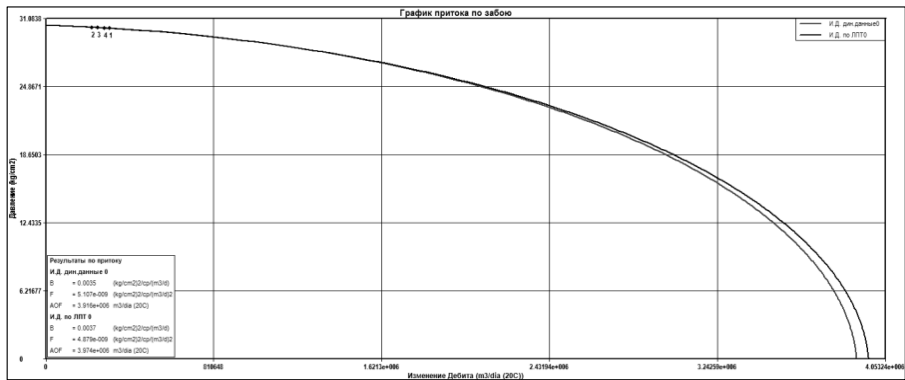


Рис. 13. График индикаторной диаграммы

На рисунке 14 представлен график зависимости изменения скин-фактора от дебита скважины, используемый для определения D -эффекта. Из графика видно, что не Дарси-эффекты оказывают некоторое влияние на параметры работы скважины и должны быть учтены при дальнейшем анализе.

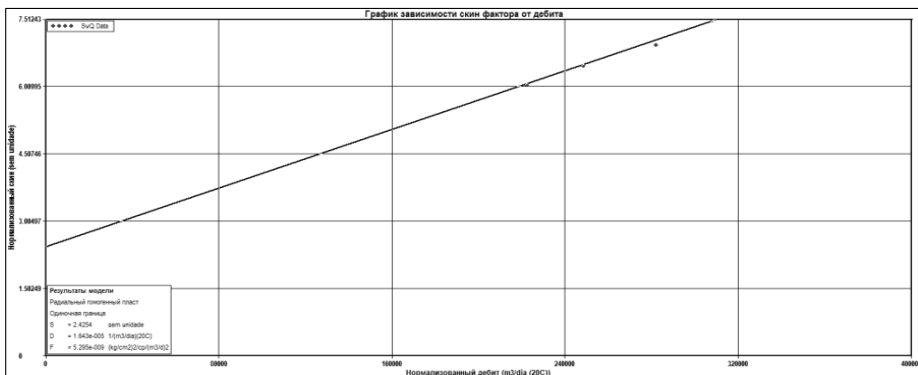


Рис. 14. График зависимости скин-фактора от дебита притока газа

Кроме мониторинга давления на забое скважины дополнительно были выполнены замеры температуры. На рисунке 15 представлен график зависимости изменения температуры от давления на забое скважины, который не демонстрирует определенной зависимости, что связано с влиянием предыдущего режима работы скважины на действующий. Полный график изменения температуры и давления в исследуемой скважине представлен на рисунке 16.

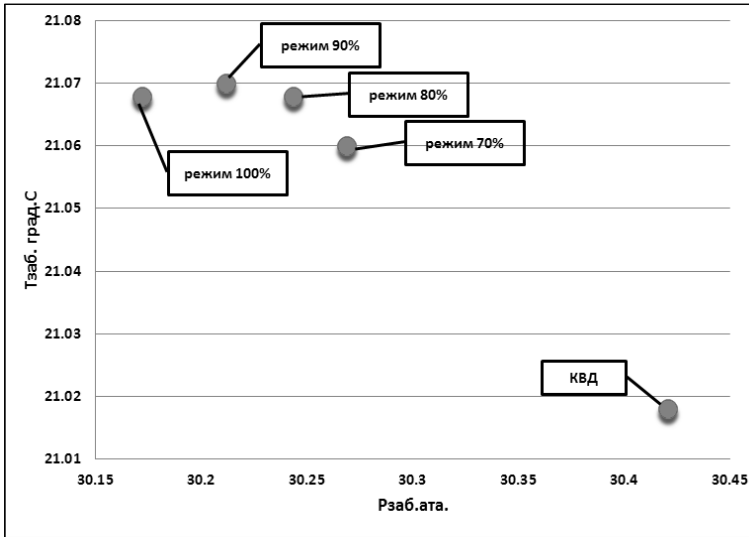


Рис. 15. График зависимости температуры от давления на забое скважины

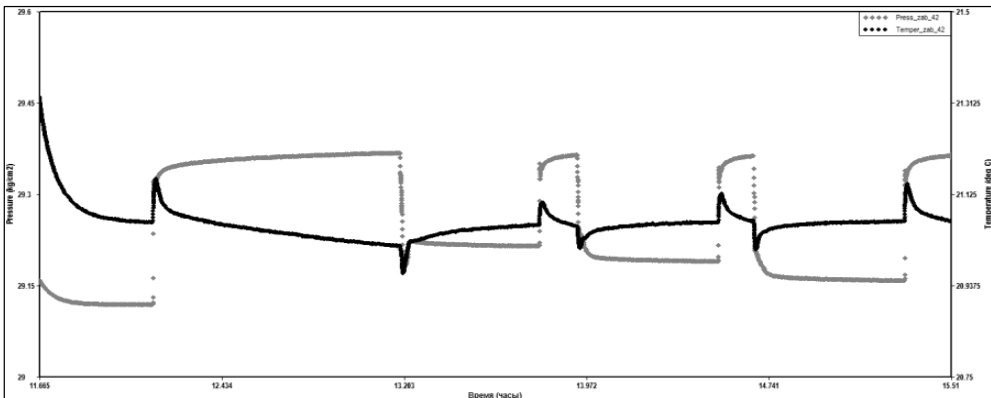


Рис. 16. Графики изменения давления и температуры в исследуемой скважине

В результате интерпретации данных был получен ряд фильтрационных характеристик пласта и параметров, характеризующих призабойную зону пласта (табл. 2). Стоит отметить, что общая глубина охвата пласта исследованием, с учетом его фильтрационных свойств составляет 170 м.

Параметры, характеризующие призабойную зону пласта

Параметр	Единицы	Значение
Коэффициент ствола скважины	$\text{м}^3/(\text{кг}/\text{см}^2)$	1,0
Скин-фактор интегральный (при $Q = 0 \text{ м}^3/\text{сут.}$)		+2,5
Геометрический скин-фактор		-1,0
D-фактор (зависимость дебит-скина)	$1/(\text{м}^3/\text{сут.}) 20^\circ\text{C}$	$1,585 \cdot 10^{-5}$
Скин-фактор загрязнения		+3,5
Проницаемость фазовая по газу	мД	3132,78
Рассчитанное пластовое давление	Атм	30,4541
Замеренное пластовое давление	Атм	30,4207
Температура в ост. скв. (в точке записи)	$^\circ\text{C}$	21,018
Коэффициент гидропроводности (газопроводности)	$\text{мД}\cdot\text{см}/\text{сПз}$	1072532,5
Коэффициент a	$(\text{кг}/\text{см}^2)^2/(\text{тыс. м}^3/\text{сут.})$	0,02333
Коэффициент b	$(\text{кг}/\text{см}^2)^2/(\text{тыс. м}^3/\text{сут.})^2$	0,00008036
Абсолютно свободный дебит	тыс. $\text{м}^3/\text{сут.}$ (20°C)	3253,3
Глубина охвата исследования	м	170

Полученные параметры были использованы для информационного насыщения цифровой модели залежи [2; 5]. На исследуемом газовом месторождении эксплуатация ведется при низких депрессиях на пласт. Так, депрессия на максимальном режиме (100%) составляет 0,2487 атм. Существующий режим работы скважины не может считаться оптимальным. Минимальное значение расхода газа, при котором будет соблюдаться условие выноса воды из скважины, составляет 93 тыс. $\text{м}^3/\text{сут.}$ При эксплуатации скважины с меньшим дебитом есть вероятность самозадавливания скважины скапливающейся на забое водой с последующим прекращением режима фонтанирования. Рекомендуемые параметры режима эксплуатации исследуемой скважины следующие: дебит 265,0 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$ при депрессии 0,195 $\text{кг}/\text{см}^2$. Рекомендуемое снижение дебита обусловлено целесообразностью приведения скорости газа в скважине до оптимального уровня для предотвращения выноса песка и его абразивного эффекта [1; 4].

Выводы

- Протестированный манометр обладает существенно более высокой чувствительностью по сравнению со стандартным, что позволяет проводить достоверную интерпретацию исследований даже в высокодебитных скважинах, эксплуатирующихся с низкой депрессией.
- Фильтрационные свойства пласта достоверно определены и могут характеризоваться как очень высокие.
- Определенное значение скин-фактора (+3,5) указывает на небольшое загрязнение призабойной зоны и затрудненную связь скважины с продуктивным пластом.
- Дополнительный скин-фактор за счет не Дарси-эффектов был проанализирован. Установлено, что при увеличении дебита скважины на 1 $\text{м}^3/\text{сут.}$ (при 20°C), скин-фактор возрастает (D-фактор) на величину $1,585 \cdot 10^{-5}$.

- Рекомендуемые параметры режима работы газовой исследуемой скважины: дебит 265,0 тыс. м³/сут. при депрессии 0,195 кг/см². Рекомендуемое снижение дебита обусловлено целесообразностью приведения скорости газа в лифте до оптимального уровня, безопасного для скважинного оборудования.

Литература

1. Гуляев Д.Н., Батманова О.В. Импульсно-кодовое гидропрослушивание и алгоритмы мультискважинной деконволюции – новые технологии определения свойств пластов в межскважинном пространстве // Вестник Российского нового университета. Серия «Сложные системы: модели, анализ и управление». 2017. Вып. 4.
2. Ершов С.Е., Крекнин С.Г., Шакуров Р.Р., Якимов Е.Ф., Пасечник М.П., В.И. Ковалев, И.П. Клочан, Д.Н. Гуляев. Результаты разработки и внедрения системы технологий и методик газодинамических исследований скважин, обеспечивших возможность создания научно обоснованных цифровых моделей месторождений с целью эффективного контроля и оптимизации их разработки и эксплуатации // Каротажник. 2010. № 3 (192).
3. Кременецкий М.И., Ипатов А.И., Гуляев Д.Н. Информационное обеспечение и технологии гидродинамического моделирования нефтяных и газовых залежей. М.; Ижевск: Ижевский ин-т компьютерных исследований, 2011. 896 с.
4. Лазуткин Д.М., Гуляев Д.Н., Морозовский Н.А. Обоснование геолого-технологических мероприятий при разработке нефтяных месторождений по данным гидродинамических исследований скважин. Статья SPE-187791/10-2017.
5. Ситников А.Н., Бочков А.С., Кричевский В.М., Гуляев Д.Н., Морозовский Н.А., Черевко М.А. Создание карт проницаемости по данным исследований и нормальной эксплуатации скважин // Нефтяное хозяйство. 2012. № 12.

Literatura

1. Gulyaev D.N., Batmanova O.V. Impul'sno-kodovoe gidroproslushivanie i algoritmy mul'tiskvazhinnoj dekonvoljucii – novye tekhnologii opredeleniya svojstv plastov v mezhskvazhinnom prostranstve // Vestnik Rossijskogo novogo universiteta. Seriya "Slozhnye sistemy: modeli, analiz i upravlenie". 2017. Vyp. 4.
2. Ershov S.E., Kreknin S.G., Shakurov R.R., Yakimov E.F., Pasechnik M.P., V.I. Kovalev, I.P. Klochan, D.N. Gulyaev. Rezul'taty razrabotki i vnedreniya sistemy tekhnologij i metodik gazodinamicheskikh issledovanij skvazhin, obespechivshih vozmozhnost' sozdaniya nauchno obosnovannyh cifrovyyh modelej mestorozhdenij s cel'yu effektivnogo kontrolya i optimizacii ih razrabotki i ekspluatcii // Karotazhnik. 2010. № 3 (192).
3. Kremeneckij M.I., Ipatov A.I., Gulyaev D.N. Informacionnoe obespechenie i tekhnologii gidrodinamicheskogo modelirovaniya neftnyanyh i gazovyh zalezhej. M.; Izhevsk: Izhevskij institute komp'yuternyh issledovanij, 2011. 896 s.
4. Lazutkin D.M., Gulyaev D.N., Morozovskij N.A. Obosnovanie geologo-tekhnologicheskikh meropriyatij pri razrabotke neftnyanyh mestorozhdenij po dannym gidrodinamicheskikh issledovanij skvazhin. Stat'ya SPE-187791/10-2017.
5. Sitnikov A.N., Bochkov A.S., Krichevskij V.M., Gulyaev D.N., Morozovskij N.A., Cherevko M.A. Sozdanie kart pronicaemosti po dannym issledovanij i normal'noj ekspluatcii skvazhin // Neftyanoe hozyajstvo. 2012. № 12.