

УДК 622.279.23

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ, ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ОБРАБОТКИ КРИВЫХ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ



TECHNOLOGICAL, THEORETICAL FOUNDATIONS FOR PROCESSING PRESSURE RECOVERY CURVES

Шиян Станислав Иванович

кандидат технических наук, доцент
кафедры оборудования нефтяных и газовых промыслов,
Кубанский государственный технологический университет
akngs@mail.ru

Крылов Кирилл Алексеевич

студент направления подготовки 21.03.01
«Нефтегазовое дело»,
института нефти, газа и энергетики,
Кубанский государственный технологический университет
kirillk-2000@mail.ru

Сабайдаш Максим Леонидович

студент направления подготовки 21.03.01
«Нефтегазовое дело»,
института нефти, газа и энергетики,
Кубанский государственный технологический университет
msabaydash@list.ru

Корсак Максим Витальевич

студент направления подготовки 21.03.01
«Нефтегазовое дело»,
института нефти, газа и энергетики,
Кубанский государственный технологический университет
therealmarkricks@bk.ru

Аннотация. В данной статье рассмотрены технологические, теоретические основы обработки кривых восстановления давления. Итог данного исследования метод исследования применим не только для тех скважин, где жидкость находится на забое, но и для тех скважин, которые полностью заполнены жидкостью.

Ключевые слова: восстановление давления, обработки кривых, теоретические основы, технологические основы.

Shiyani Stanislav Ivanovich

Candidate of Technical Sciences,
Associate Professor
of Oil and Gas Field Equipment,
Kuban State Technological University
akngs@mail.ru

Krylov Kirill Alekseevich

Student Training Direction 21.03.01
«Oil and Gas Engineering»,
Institute of Oil, Gas and Energy,
Kuban State Technological University
kirillk-2000@mail.ru

Sabaidash Maxim Leonidovich

Student Training Direction 21.03.01
«Oil and Gas Engineering»,
Institute of Oil, Gas and Energy,
Kuban State Technological University
msabaydash@list.ru

Korsak Maxim Vitalievich

Student Training Direction 21.03.01
«Oil and Gas Engineering»,
Institute of Oil, Gas and Energy,
Kuban State Technological University
therealmarkricks@bk.ru

Annotation. This article discusses the technological, theoretical foundations for processing pressure recovery curves. The result of this study, the study method is applicable not only for those wells where the liquid is at the bottom, but also for those wells that are completely filled with liquid.

Keywords: pressure recovery, curve processing, theoretical foundations, technological foundations.

Для того чтобы получить качественные правильные кривые восстановления давления, чаще всего бывает достаточно просто перекрыть устье нагнетательной скважины с помощью задвижки. Здесь все достаточно просто. Перед тем как перекрыть поток жидкости с помощью задвижки, необходимо произвести замеры давления. После того как вода перекрыта, можно приступить к измерению давления еще раз.

В результате получается некое аналитическое значение. Из него необходимо вычесть то показание, которое было при установившемся режиме работы, то есть когда поток жидкости не был перекрыт. В результате получается разность двух показаний. Данное число и будет основой для построения кривых восстановления давления. Однако зачастую одного показания мало, поэтому используется целый комплекс измерений, а затем только строится усредненная кривая восстановления давления. Она будет иметь более важное значение. При этом, чем больше будет измерений, тем более правдоподобные данные получатся в результате. Итак, для нагнетательной скважины кривая восстановления строится именно таким образом.

В тех случаях, когда необходимо проследить по шагам, как будет изменяться давление столба жидкости, нужно воспользоваться одним очень хитрым методом. Он заключается в том, что задвижка не сразу перекрывается полностью, а закрывается постепенно. Можно получить ряд значений, которые будут демонстрировать поведение столба жидкости при разных параметрах положения вентиля задвижки. На основе этих данных и строятся кривые восстановления давления в системе. Это еще более наглядный метод, чем тот, который был описан выше.

Рассмотрим более подробно методики обработки результатов ГДИ на примере газовых скважин.

Обработка кривой восстановления давления проводится в следующей последовательности:

1. Вычисление производной от изменения забойного давления (депрессии) $dp(t) = p_2(t) - p_2(0)$ по натуральному логарифму времени:

$$D = \frac{d[dp(t)]}{d[\ln t]}, \quad (1)$$

где $p(t)$ – забойное давление зарегистрированное после остановки скважины, ат;
 $p(0)$ – забойное давление в скважине до ее остановки, ат;
 t – время восстановления забойного давления с момента остановки скважины, сек.

Построение графика кривой восстановления давления в логарифмических координатах $\log(dp) - \log(t)$; и ее производной в логарифмических координатах $\log(D) - \log(t)$.

Определение участка постоянной производной на диагностическом графике, который показывает наступление радиальной фильтрации флюида при нестационарном изменении давления в скважине.

По участку постоянной производной впоследствии определяют параметры пласта и скважины.

2. Обработка кривой восстановления давления по схеме бесконечного пласта методом Миллера, Дайеса, Хетчинсона (MDH) – метод касательной.

Известно, кривая восстановления давления в газовой скважине, вскрывшей однородный бесконечный пласт при мгновенном изменении дебита, при достаточно большом периоде работы скважины до остановки по сравнению с периодом исследования (при $T \gg t$), за исключением самых начальных участков, описывается формулой (MDH)

$$\Delta p = \frac{Q\mu}{2\pi kh} \frac{T_{пл} * z_{пл} * p_{ат}}{T_{ст}} \ln \frac{2,25\chi}{r_{снп}^2} + vQ^2 + \frac{Q\mu}{2\pi kh} \frac{T_{пл} * z_{пл} * p_{ат}}{T_{ст}} \ln t, \quad (2)$$

$$\Delta p = p_c(t)^2 - p_{со}^2, \quad (3)$$

где $p_{со}$ – установившееся забойное давление до остановки скважины, ат; $p_c(t)$ – изменение забойного давления после остановки скважины, ат; Q – дебит скважины до остановки ($\text{см}^3/\text{сек}$); t – время, сек; $T_{пл}$ – пластовая температура, °K; $T_{ст} = 293$ °K; $z_{пл}$ – коэффициент сверхсжимаемости газа при пластовых условиях; k, h, μ – соответственно, проницаемость (дарси), мощность (см) пласта, вязкость пластового флюида (сПз); χ – пьезопроводность пласта, $\text{см}^2/\text{сек}$; r_c – радиус совершенной скважины по долоту; «b» – коэффициент двучленной формулы определяется по индикаторной диаграмме.

Перестраивая кривую восстановления давления в координатах $\Delta p, \ln(t)$, по асимптоте определяют параметры: гидропроводность kh / μ и приведенную пьезопроводность χ / r_c^2

$$\frac{kh}{\mu} = \left(\frac{Q * T_{пл} * z_{пл} * p_{ат}}{2\pi \tan \alpha * T_{ст}} \right), \quad (4)$$

$$\frac{\chi}{r_{снп}^2} = \frac{e^{B-bQ/\tan \alpha^2}}{2,25}, \quad (5)$$

где $\tan \alpha$ – угол наклона преобразованной кривой восстановления давления к оси абсцисс; «B» – отрезок, отсекаемый на оси ординат; Q – дебит скважины до остановки, $\text{см}^3/\text{сек}$; В формуле (24) дебит скважины до остановки в тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$.

Не учитывая нарушение линейного закона фильтрации вблизи скважины (турбулентность потока) введением коэффициента «b» в уравнение (5), величина приведенной пьезопроводности будет равна

$$\frac{\chi}{r_{\text{спр}}^2} = \frac{e^{B/\tan a^2}}{2,25}. \quad (6)$$

3. После определения параметров пласта обработку кривой восстановления давления проводят по схеме пласта конечных размеров с постоянным давлением на контуре (дифференциальный метод Чарного) по формуле

$$\ln \frac{d[\Delta p(t)]}{dt} = \ln \frac{Q \cdot T_{\text{пл}} \cdot z_{\text{пл}} \cdot p_{\text{ат}} \mu \beta}{0,78 \pi k h \cdot T_{\text{ст}}} - \beta \cdot t. \quad (7)$$

$$\beta = 2,405^2 \frac{\chi}{R_k^2}. \quad (8)$$

Перестраивая кривую восстановления давления в координатах

$$\ln \frac{d\Delta p(t)}{dt} \cdot t. \quad (9)$$

по прямолинейному участку определяем параметры гидропроводности kh/μ и параметр $\frac{\chi}{R_k^2}$ (10)

$$\frac{kh}{\mu} = \frac{Q \cdot T_{\text{пл}} \cdot z_{\text{пл}} \cdot p_{\text{ат}} \mu \beta e^{-B_1}}{0,78 \pi \cdot T_{\text{ст}}}; \quad (11)$$

$$\frac{\chi}{R_k^2} = \frac{\beta}{2,405^2}, \quad (12)$$

где $\tan a$ – тангенс угла наклона прямолинейного участка к оси абсцисс; B_1 – отрезок, отсекаемый на оси ординат преобразованной кривой восстановления давления.

Участок временного интервала для определения параметров выбирается так, чтобы величина определяемой гидропроводности была равна величине гидропроводности, определенной по схеме бесконечного пласта (MDH).

Определяем фильтрационное сопротивление.

$$\frac{R_k}{r_{\text{спр}}} = \sqrt{\frac{\frac{\chi}{r_{\text{спр}}^2}}{\frac{\chi}{R_k^2}}}. \quad (13)$$

В формуле (13) величины $\frac{\chi}{r_{\text{спр}}^2}$, $\frac{\chi}{R_k^2}$ вычислены выше по формулам (11), (12).

Из формулы (13) можно вычислить величину R_k , определив предварительно величину пьезопроводности χ по формуле (61).

4. Обработка методом Хорнера позволяет определить пластовое давление.

Параметры пласта следует определять по тому же участку преобразованной в полулогарифмических координатах КВД, что и методом MDH (касательная).

Если период работы скважины до ее остановки на исследование T соизмерим с периодом наблюдения t после остановки, обрабатывать такие кривые восстановления давления следует методом Хорнера по формуле

$$p^2(t) = p_{\text{пл}}^2 - \frac{Q \cdot T_{\text{пл}} \cdot z_{\text{пл}} \cdot p_{\text{ат}} \mu}{2 \pi k h \cdot T_{\text{ст}}} \ln \frac{T+t}{t}, \quad (14)$$

где T – время (сек) работы скважины до остановки на исследование с дебитом Q (см³/сек).

Перестраивая кривую восстановления давления в координатах $p^2(t) - \log \frac{T+t}{t}$, по асимптоте определяют параметр гидропроводности kh/μ .

Метод Хорнера не позволяет определить параметр приведенной пьезопроводности $\chi/r_{\text{спр}}^2$, но дает возможность определить пластовое давление $p_{\text{пл}}$.

$$\frac{kh}{\mu} = \frac{Q \cdot T_{\text{пл}} \cdot z_{\text{пл}} \cdot p_{\text{ат}}}{2 \pi \tan a \cdot T_{\text{ст}}}, \quad (15)$$

где $\tan \alpha$ – угол наклона преобразованной кривой восстановления давления к оси абсцисс; «В» – отрезок, отсекаемый на оси ординат.

5. Оценка состояния призабойной зоны скважины – определение скин-эффекта. Величину скин-эффекта определяют по формуле:

$$S = \ln \frac{r_c}{r_{\text{спр}}}, \quad (16)$$

где r_c – радиус совершенной скважины по долоту, см;
 $r_{\text{спр}}$ – приведенный радиус скважины, определяется по известному значению приведенной пьезопроводности, определенной выше после обработки кривых восстановления давления.

$$r_{\text{спр}} = \sqrt{\frac{\chi}{\frac{\chi}{r_{\text{спр}}^2}}}. \quad (17)$$

χ – пьезопроводность пласта, определяется по формуле:

$$\chi = \frac{kP_{\text{пл}}}{\mu m}, \quad (18)$$

где k / μ – подвижность флюида, определяется по известному значению гидропроводности kh / μ , д/мПа · с; m – пористость пласта; $P_{\text{пл}}$ – замеренное пластовое давление в конце исследования, МПа.

Если величина $\frac{\chi}{r_{\text{спр}}^2}$ определена по формуле (12) не учитывающей турбулентность потока вблизи скважины введением коэффициента «b» из индикаторной диаграммы, то получаем величину псевдоскина, т.е. интегральную величину скин-эффекта, учитывающую несовершенство скважины по степени и характеру вскрытия, а также – нарушение линейной фильтрации газа.

6. Определение фактического коэффициента продуктивности скважины по формуле:

$$K_{\text{факт}} = \frac{\pi kh}{\mu \ln \frac{R_k}{r_{\text{спр}}}} = \frac{\pi kh}{\mu [\ln \frac{R_k}{R_c} + S]}. \quad (19)$$

В формуле (38) величина гидропроводности kh / μ определена из обработки кривой восстановления давления методом MDH.

Вычисление фактического дебита скважины для определения достоверности полученных параметров производят по формуле:

$$Q_{\text{факт}} = \frac{\pi kh \cdot \Delta p \cdot T_{\text{ст}}}{(\ln(\frac{R_{\text{др}}}{r_c}) + S) \mu \cdot 11,57 \cdot T_{\text{пл}} \cdot z_{\text{пл}} \cdot p_{\text{ат}}}. \quad (20)$$

В формулы (19), (20) входит интегральное значение скин-эффекта, т.е. – псевдоскин.

Радиус дренирования $R_{\text{др}}$ (радиус контура R_k) за время исследования скважины вычисляют по формуле:

$$R_{\text{др}} = \sqrt{2,25 \chi T}, \quad (21)$$

где χ – величина пьезопроводности определена выше (формула 18), T – продолжительность КВД, сек, $\Delta p = p_{\text{со}}^2 - p_{\text{с}}(t)^2$ – определено в конце исследования.

7. Потенциальный дебит скважины может быть вычислен по формуле (20) при условии снижения скин-эффекта (псевдоскина) до «0».

Можно задавать разные значения скина от 0 до 2,3, и т.д.

Величине радиуса дренирования $R_{\text{др}}$ также можно задавать разные значения от полученного при обработке КВД (формула 21) до радиуса контура питания, равного половине расстояния между скважинами R_k .

Литература

1. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2016. – 576 с.
2. Геоинформатика нефтегазовых скважин / В.В. Попов [и др.]. – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2018. – 292 с.
3. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2019. – 275 с.
4. Кусов Г.В., Савенок О.В. Методы борьбы с АСПО на месторождениях ООО «РН-Краснодарнефтегаз» на примере Успенского и Горячеключевского участков // Строительство и ремонт скважин – 2010: Сборник докладов Международной научно-практической конференции (27 сентября–02 октября 2010 года, Геленджик, Краснодарский край) / ООО «Научно-производственная фирма «Нитпо». – Краснодар : ООО «Научно-производственная фирма «Нитпо», 2010. – С. 147–150.
5. Гуцу А.С., Шиян С.И. Анализ текущего состояния и перспективы разработки Лебединского газового месторождения // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 2. – С. 156–166.
6. Шиян С.И., Омельченко Н.Н. Варианты реинжиниринга при реконструкции производственных объектов системы сбора, транспортировки и подготовки нефти, газа и воды Ивановского месторождения // Инженер-нефтяник. – 2020. – № 3. – С. 34–42.
7. Техника и технология восстановления продуктивности скважины № 1273 Уренгойского месторождения путём зарезки бокового ствола / Е.А. Холопов [и др.] // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2020. – № 2. – С. 248–266.
8. Шиян С.И., Скиба А.С. Технология регулирования системы поддержания пластового давления на Абино-Украинском месторождении // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2020. – № 2. – С. 279–288.
9. Шиян С.И., Мунтян В.С. Перспективы разработки Северо-Тарасовского нефтяного месторождения с применением энерго- и ресурсосберегающих технологий // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2020. – № 2. – С. 289–299.
10. Шиян С.И., Березовский Д.А. Анализ экономической и технологической эффективности эксплуатации боковых стволов на Красноярском газонефтяном месторождении // Наука и техника в газовой промышленности. – 2020. – № 3 (83). – С. 26–37.

References

1. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Nauchnyye osnovy i praktika osvoyeniya neftyanykh i gazovykh skvazhin. – Krasnodar : Izdatel'skiy Dom – Yug, 2016. – 576 p.
2. Geoinformatics of oil and gas wells / V.V. Popov [et al.]. – Novocherkassk : Lik Publishing House, 2018. – 292 p.
3. Savenok O.V., Ladenko A.A. Development of oil and gas fields. – Krasnodar : Ed. FGBOU VO «KubSTU», 2019. – 275 p.
4. Kusov G.V., Savenok O.V. Methods of control of ASPO at the fields of LLC «RN-Krasnodarneftegaz» on the example of Uspensky and Gorya-Cheklyuchevsky sites // Construction and repair of wells – 2010: Collection of reports of the International scientific-practical conference (September 27–October 2, 2010, Gelendzhik, Krasnodar Territory) / LLC Research and Production Company «Nitpo». – Krasnodar : LLC «Research and Production Company «Nitpo», 2010. – P. 147–150.
5. Gutsu A.S., Shiyani S.I. Analysis of the current state and prospects for the development of the Lebedinsky gas field // Bulatov readings. – 2020. – Vol. 2. – P. 156–166.
6. Shiyani S.I., Omelchenko N.N. Variants of reengineering in the re-construction of production facilities of the system of collection, transportation and preparation of oil, gas and water of the Ivanovo field // Oil Engineer. – 2020. – № 3. – P. 34–42.
7. Technique and technology of restoration of productivity of a well № 1273 of the Urengoi field by cutting of a lateral trunk / E.A. Kholopov [et al.] // Science. Technique. Technologies (Polytechnic Bulletin). – 2020. – № 2. – P. 248–266.
8. Shiyani S.I., Skiba A.S. Technology of regulation of the reservoir pressure maintenance system at the Abino-Ukrainian field // Nauka. Technique. Technologies (Polytechnic Bulletin). – 2020. – № 2. – P. 279–288.
9. Shiyani S.I., Muntyan V.S. Prospects for the development of the Severo-Tarasovsky oil field with the use of energy- and resource-saving technologies // Nauka. Technique. Technologies (Polytechnic Bulletin). – 2020. – № 2. – P. 289–299.
10. Shiyani S.I., Berezovsky D.A. Analysis of economic and technological efficiency of operation of side shafts at the Krasnovsky gas-oil field // Science and technology in the gas industry. – 2020. – № 3 (83). – P. 26–37.