

УДК 622.279.23

**МЕТОДИКА ПРОВЕДЕНИЯ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН
НА НЕУСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМАХ ФИЛЬТРАЦИИ**



**METHODOLOGY FOR CONDUCTING WELL RESEARCH
ON UNSTEADY FILTRATION MODES**

Шиян Станислав Иванович

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

Кочканян Адэлина Вачегановна

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

Столбов Владимир Николаевич

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

Немеренко Дарья Владимировна

студент направления подготовки 21.03.01
«Нефтегазовое дело»,
института нефти, газа и энергетики,
Кубанский государственный технологический университет
dnemerenko1@mail.ru

Гузеева Есения Владимировна

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

Аннотация. В данной статье рассматривается методика проведения исследования скважин на неустановившихся режимах фильтрации.

Ключевые слова: скважина, исследование, режимы фильтрации, давление на забое, методика, пласт.

Shiyan Stanislav Ivanovich

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

Kochkanyan Adelina Vacheganovna

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

Stolbov Vladimir Nikolaevich

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

Nemerenko Darya Vladimirovna

Student Training Direction 21.03.01
«Oil and Gas Engineering»,
Institute of Oil, Gas and Energy,
Kuban State Technological University
dnemerenko1@mail.ru

Guzeeva Yesenia Vladimirovna

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

Annotation. This article discusses the methodology of conducting well research on erratic filtration modes.

Keywords: borehole, research, filtration modes, bottomhole pressure, method, formation.

Н а сегодняшний день целью исследования является оценка гидродинамического совершенства скважины, фильтрационных параметров и неоднородности свойств пласта по изменению давления.

Если давление на забое P_c , а тем более пластовое P_k превышают давление насыщения $P_{нас}$, то предполагается, что перераспределение давления в пласте после любых возмущений происходит по законам упругого режима. В подземной гидродинамике рассматривается задача притока упругой жидкости к скважине в бесконечном упругом пласте после ее внезапного пуска или остановки. Решением этой задачи:

$$\Delta P(r, t) = -\frac{Q \cdot \mu \cdot b_h}{4 \cdot \pi \cdot k \cdot h} * E_i \left(-\frac{r^2}{4 \cdot \chi \cdot t} \right), \quad (1)$$

где k – проницаемость; h – толщина пласта; μ – вязкость жидкости.

Физическая интерпретация этой формулы следующая: $\Delta P(r,t)$ означает изменение давления в упругом пласте в точке М, удаленной от точки возмущения – скважины на расстояние r через время t после начала возмущения.

В данном случае под возмещением понимается либо пуск скважины с дебитом Q , либо внезапная остановка скважины, работавшей перед этим длительное время с дебитом Q (Q – расход при стандартных условиях). При пуске скважины давление в точке М уменьшается на ΔP по сравнению с первоначальным, а при внезапной остановке скважины, длительно работавшей с дебитом Q , ΔP – увеличение давления в точке М по сравнению с первоначальным $E_i(-x)$, где $x = \frac{r^2}{4\chi t}$ – специальная табулированная экспоненциальная функция, значения которой можно найти в таблицах специальных функций. Здесь $\chi = \frac{k}{\mu\beta^x}$ – пьезопроводность, при чем β^x – приведенный объемный коэффициент упругости среды (вода, нефть, порода), t – время с момента пуска или остановки скважины.

Решение (1) является строго аналитическим, поэтому оно справедливо для любых радиусов, в частности, для радиуса r , равного радиусу скважины r_c .

В этом случае формула (1) будет описывать закон изменения давления на стенке самой скважины и является характеристикой процесса «самопрослушивания» скважины. Таким образом, если остановить скважину и зарегистрировать изменение во времени давления на забое скважины, можно будет найти те параметры пласта, при которых закон изменения $\Delta P(t)$ совпадает с фактически зарегистрированным. Для практического использования формула неустановившихся режимах, т.е. при самопрослушивании, приходится иметь дело с малыми значениями аргумента $x = \frac{r_c^2}{4\chi t}$, так как r_c – радиус скважины мал, а t составляет сотни и тысячи секунд.

При малых x экспоненциальная функция

$$E_i(-x) = \int_x^\infty \frac{e^{-u}}{u} du. \quad (2)$$

Хорошо аппроксимируется логарифмической функцией $E_i(-x) = L_n(x) + 0,5772$, где 0,5772 – постоянная Эйлера, поэтому формулу (1) можно переписать следующим образом:

$$\Delta P = -\frac{Q\mu b_H}{4\pi k h} * \left(\text{Ln} \frac{r^2}{4\chi t} + 0,5772 \right). \quad (3)$$

Вводя знак минус в скобки, и учитывая, что $L_n(e) = 1$, можно записать:

$$\Delta P = \frac{Q\mu b_H}{4\pi k h} * \left(\text{Ln} \frac{4\chi t}{r_c^2} - \text{Ln} * e^{0,5772} \right). \quad (4)$$

Но $e^{0,5772} = 1,781$.

Следовательно,

$$\Delta P = \frac{Q\mu b_H}{4\pi k h} * \text{Ln} \frac{4\chi t}{r_c^2 * 1,781}. \quad (5)$$

$$\Delta P = \frac{Q\mu b_H}{4\pi k h} * \text{Ln} \frac{2,2459\chi t}{r_c^2}. \quad (6)$$

Обычно числовой коэффициент под логарифмом округляют, так что $2,24587 = 2,25$. Итак, если остановить скважину, работавшую с дебитом Q , то на ее забое давление начнет повышаться в зависимости от времени t согласно формуле (6). При этом предполагают, что режим упругий и давление на забое больше давления насыщения.

На формуле (6) основана методика исследования скважины при неустановившихся режимах. Следует отметить, что формула (6) предполагает мгновенную остановку скважины (при $t = 0$; $Q = 0$). Это равносильно срабатыванию крана или клапана непосредственно на забое скважины. В действительности, остановка, например, фонтанной скважины производится на устье путем закрытия задвижки. В НКТ находится газожидкостная смесь, которая после остановки начнет сжиматься под действием возвращающегося забойного давления. В затрубном пространстве также произойдет рост давления и сжатие газовой шапки. Мгновенной остановки скважины не произойдет, а

будет продолжающийся последующий затухающий приток жидкости из пласта в скважину, чего формула (6) не предусматривает. Поэтому последующий приток является источником некоторых погрешностей, которые возможно исключить путем специальной обработки фактических данных.

Возвращаясь к формуле (6), перепишем ее так, чтобы время t было выделено, а именно

$$\Delta P = \frac{Q \cdot \mu \cdot b_H}{4 \cdot \pi \cdot k \cdot h} \cdot \text{Ln} \frac{2,5 \cdot \chi}{r_c^2} \cdot \text{Lnt} \quad (7)$$

Обозначим:

$$y = \Delta P_t, \quad (8)$$

$$\alpha = \frac{Q \cdot \mu \cdot b_H}{4 \cdot \pi \cdot k \cdot h} \cdot \text{Ln} \frac{2,5 \cdot \chi}{r_c^2}, \quad (9)$$

$$b = \frac{Q \cdot \mu \cdot b_H}{4 \cdot \pi \cdot k \cdot h}, \quad (10)$$

$$x = \text{Lnt}. \quad (11)$$

Тогда (7) перепишется так:

$$y = a + b \cdot x. \quad (12)$$

А это есть уравнение прямой, не проходящей через начало координат.

Отсюда следует правило, что фактически снятая на забое скважины кривая восстановления давления (КВД) ΔP_t , перестроенная в полулогарифмических координатах $y = \Delta P$, $x = \text{Lnt}$, должна иметь вид прямой отсекающей на оси y ординату α , значения которой определяется по формуле (9), имеющей угловой коэффициент b , определяемый формулой (10).

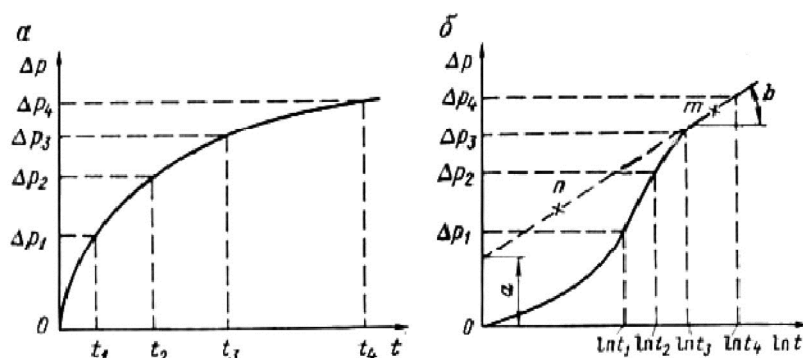


Рисунок 1 – Записанная манометром (а) и перестроена в полулогарифмические координаты (б) кривая восстановления давления в остановленной скважине

КВД на забое скважины записывается регистрирующим скважинным манометром с автономной или дистанционной записью показаний. Такой манометр, спускаемый на забой скважины до ее остановки, дает запись изменения P_c в функции времени t . Поэтому фактическую кривую ΔP_t необходимо перестроить в координаты $\Delta P(\text{Lnt})$ и найти ее постоянные коэффициенты α и b (рис. 1). Начальный участок КВД не укладывается на прямую, что связано частично с последующим притоком, о котором было сказано выше, и инерцией масс жидкости, которые вообще не учитываются формулой.

На перестроенной кривой $\Delta P(\text{Lnt})$ отыскивается прямолинейный участок, по двум точкам которого определяется угловой коэффициент

$$b = \frac{\Delta P_1 - \Delta P_2}{\text{Lnt}_1 - \text{Lnt}_2}. \quad (13)$$

Вычислив b , можем определить из формулы (13) гидропроводность $\varepsilon = \frac{kh}{\mu}$:

$$\varepsilon = \frac{Q \cdot b_H}{4 \cdot \pi \cdot b}. \quad (14)$$

Зная ε легко найти проницаемость k .

Отрезок a на оси ординат можно получить либо графическим построением, либо аналитически. Из формулы (7) имеем

$$\frac{Q \cdot \mu \cdot b_H}{4 \cdot \pi \cdot k \cdot h} * \text{Ln} \frac{2,5 \cdot \chi}{r_c^2} = \Delta P_i - \frac{Q \cdot \mu \cdot b_H}{4 \cdot \pi \cdot k \cdot h} * \text{Lnt}_i \quad (15)$$

или, поставляя b , получим

$$b * \text{Ln} \frac{2,5 \cdot \chi}{r_c^2} = \Delta P_i - b * \text{Lnt}_i . \quad (16)$$

ΔP_i и Lnt_i – ордината и абсцисса любой точки прямой. Поделив все на b и разложив логарифмы, можно выражение (16) переписать следующим образом:

$$\text{Ln} 2,25 + \text{Ln} \frac{\chi}{r_c^2} = \frac{\Delta P_i}{b} - \text{Lnt}_i, \quad (17)$$

откуда

$$\text{Ln} \frac{\chi}{r_c^2} = \frac{\Delta P_i}{b} - \text{Lnt}_i - \text{Ln} 2,25. \quad (18)$$

($\text{Ln} 2,25 = 0,80909$). Учитывая, что $\text{Lne} = 1$, можно (18) переписать так:

$$\text{Ln} \frac{\chi}{r_c^2} = \text{Lne} \frac{\Delta P_i}{b} - \text{Lnt}_i - \text{Ln} 2,25 = \text{Ln} \frac{e^{\frac{\Delta P_i}{b}}}{2,25 * t_i}. \quad (19)$$

После преобразования получим

$$\frac{r_c^2}{\chi} = \frac{2,25 * t_i}{e^{\frac{\Delta P_i}{b}}} \quad (20)$$

По формуле (20) определяется компонент $\frac{r_c^2}{\chi}$. Если по другим данным известна пьезопроводность χ , то можно определить приведенный радиус скважины $r_{пр}$, учитывая гидродинамическое несовершенство скважины, так как известно, что для перехода от совершенной скважины с радиусом r_c к несовершенной достаточно подставить вместо радиуса скважины $r_{пр}$.

Параметры пласта, определенные по КВД описанным методом, характерны для удаленных зон пласта.

Аналогично метод неустановившихся режимов исследуются нагнетательные скважины. Поскольку в нагнетательных скважинах ствол полностью заполнен жидкостью, то погрешности, связанные с явлениями последующего притока, в данном случае не возникают. Кроме того, отсутствие газированного столба жидкости в скважине позволяет измерять давление непосредственно на устье, добавляя к этим показаниям гидростатическое давление столба жидкости в скважине.

Для снятия КВД нагнетательной скважины, работавшей длительное время с дебитом Q , в принципе достаточно на устье закрыть задвижку, т.е. прекратить закачку и снять кривую падения давления $\Delta P = f(t)$ на устье. Величина ΔP определяется как разность между давлением на устье при установившемся режиме закачки, т.е. давлением нагнетания, и текущим давлением на устье после прекращения закачки.

Обработка полученных данных для определения пластовых параметров не отличается от описанной выше. Аналитический аппарат для обработки результатов исследования добывающих и нагнетательных скважин на неустановившихся режимах, описанный выше, пригоден и для обработки результатов при ступенчатом изменении дебита на величину ΔQ . Ступенчатое изменение дебита может быть достигнуто сменой штуцера или покрытием задвижки. При этом скважинным манометром фиксируется КВД $\Delta P(t)$ при переходе от начального дебита Q_1 к новому дебиту Q_2 , изменившемуся на величину $\Delta Q = Q_2 - Q_1$. В соответствующие формулы вместо Q необходимо подставить ΔQ . В остальном обработка остается прежней.

Аналогичные приемы используются и для так называемого гидропрослушивания пласта. В этом случае в одной скважине вызывается возмущение, т.е. пуск или остановка (начало закачки или прекращение), а другой – удаленной или в нескольких скважинах – реагирующих фиксируется изменение давления во времени. Для обработки

результатов используется также формула (7), причем за величину r принимается расстояние между скважинами, за t – время, истекшее с начала возмущения, а за Q – дебит остановленной добывающей или нагнетательной скважины. Поскольку на подобные возмущения удаленные скважины реагируют слабо, то при гидропрослушивании в реагирующих скважинах замеряют изменения статического уровня с помощью опускаемых приборов – пьехографов.

Ранее было отмечено некоторое несоответствие реально протекающего процесса восстановления давления и закрытия скважины, сопровождаемое последующим притоком, с используемым математическим аппаратом, предусматривающим мгновенную остановку скважины. Для устранения этого несоответствия очень многими исследователями были разработаны методы обработки КВД и ряда других дополнительных данных, позволяющих учитывать последующий приток, вносить поправку в линию $\Delta P(Lnt)$ и существенно увеличивать число точек на прямолинейном участке кривой. Для того чтобы обработать КВД с учетом притока, необходимо знать этот последующий приток в функции времени. Его измеряют хорошо оттарированным и достаточно чувствительным скважинным дебитомером. Однако такие измерения можно произвести только в фонтанных или газлифтных скважинах, в которых НКТ свободны для спуска прибора.

Последующий приток можно определить косвенным путем, хотя и менее точно. Для этого после остановки фонтанной или газлифтной скважины с помощью образцовых манометров записываются изменения давления в затрубном пространстве и на устье скважины. Кроме того, имеется КВД, записанная на забое скважины. Разбивая весь процесс восстановления давления на интервалы по времени и располагая указанными выше данными, которые также разбиваются на те же интервалы по времени, а также зная площади сечения кольцевого пространства и НКТ, можно вычислить объемы жидкости, поступившие в кольцевое пространство и НКТ в течение соответствующего интервала времени. Частное от деления приращения объема жидкости на приращение времени дает расход в данный момент времени. По данным расхода вносится поправка $z > 1$ в величину ΔP . Это позволяет поднять точки левой, пониженной части кривой $\Delta P(Lnt)$ и, таким образом, получить большее число точек на прямолинейной части кривой.

Таким образом, данным методом можно оценить гидродинамическое совершенство скважины, фильтрационных параметров и неоднородности свойств пласта по изменению давления.

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 Красновском газонефтяном месторождении // Наука и техника в газовой промышленности. – 2020. – № 3 (83). – С. 26–37.

References

1. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremiychuk R.S. Nauchnyyeosnovyipraktikaosvoyeniyaneftyanykhigazovykhskvazhin. – Krasnodar : Izdatel'skiyDom – 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 Urengoy 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., Berезovsky 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.