

Нефтегазовое дело. 2023. Т. 21, № 2. С. 6–16. ISSN 2073-0128 (print)

Petroleum Engineering. 2023. Vol. 21. No. 2. P. 6–16. ISSN 2073-0128 (print)

Научная статья

УДК 622.276.346-022.221(571.1)

doi: 10.17122/ngdelo-2023-2-6-16

К ВОПРОСУ ТОЧНОСТИ ОЦЕНКИ КОЭФФИЦИЕНТА ПРОДУКТИВНОСТИ МАЛОДЕБИТНЫХ СКВАЖИН

Николай Николаевич Закиров¹, Вадим Михайлович Александров¹,
Алик Каюмович Ягафаров¹, Виктор Максимович Спасибов¹,
Жанна Сергеевна Попова¹

¹Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

Автор, ответственный за переписку

Николай Николаевич Закиров, zakirov.nikolay@yandex.ru

Аннотация. В практической деятельности любого геологоразведочного или нефтедобывающего предприятия параметры продуктивного или потенциально перспективного геологического объекта оцениваются с помощью метода временного прослеживания и регистрации изменения уровня / давления, основанного на классическом принципе последовательной смены стационарных состояний. Его основным недостатком на фоне широкого практического применения является не совсем корректное определение достоверной величины коэффициента продуктивности ($K_{\text{прод}}$) для сложнопостроенных пород-коллекторов, особенно обладающих сильной текстурной неоднородностью, что в действительности совсем недостаточно для составления качественных и самое главное реальных проектных технологических документов на комплексную разработку месторождений нефти и газа. Отсюда и большая степень условности получаемых при камеральной обработке результатов, а также различные мнения среди специалистов по проблемам интерпретации гидродинамических исследований скважин. В специальной литературе по нефтепромысловой геологии и гидродинамическим исследованиям приводятся многочисленные попытки разных исследователей с различных сторон преодолеть данный (существенный по мнению авторов статьи) недостаток применения вышеуказанной методики, но пока заметных позитивных «сдвигов» в этом направлении не наблюдается. Все упирается в громоздкость и сложность предлагаемых аналитических решений.

На основе многолетних исследований авторы статьи дают свое видение решения данной проблемы. Предлагаемый модифицированный графо-аналитический способ расчета в малодебитных непереливающих скважинах, вскрывших породы-коллекторы с нефтями, обладающими ньютоновскими свойствами, позволяет оценить достоверное значение коэффициента продуктивности пластов ($K_{\text{прод}}$) в условиях повсеместно существующего на месторождениях Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна дефицита пластового давления (при стационарной плоскорадиальной фильтрации).

Ключевые слова

скважина, пласт, породы-коллекторы, гидродинамические исследования, метод смены состояний, коэффициент продуктивности пласта ($K_{\text{прод}}$)

Для цитирования

Закиров Н.Н., Александров В.М., Ягафаров А.К., Спасибов В.М., Попова Ж.С. К вопросу точности оценки коэффициента продуктивности малодебитных скважин // Нефтегазовое дело. 2023. Т. 21, № 2. С. 6-16. <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2023-2-6-16>.

Original article

TO THE QUESTION OF ACCURACY OF EVALUATION OF THE PRODUCTIVITY FACTOR OF LOW-PRODUCTION WELLS

Nikolai N. Zakirov¹, Vadim M. Alexandrov¹, Alik K. Yagafarov¹, Viktor M. Spasibov¹, Zhanna S. Popova¹

¹Tyumen industrial university, Tyumen, Russia

Автор, ответственный за переписку

Nikolai N. Zakirov, zakirov.nikolay@yandex.ru

Abstract. In the practice of any exploration or oil producing enterprise, the parameters of a productive or potentially promising geological target are estimated using a method of temporary tracking and recording of a change in level/pressure based on the classical principle of sequential change of stationary states. Its main drawback against the background of wide practical application is the incorrect determination of the reliable value of the productivity coefficient (K_{prod}) for complex reservoir rocks, especially those with strong texture heterogeneity, which in reality is not enough to draw up high-quality and most importantly real design technological documents for the integrated development of oil and gas fields. Hence the large degree of conventionality of the results obtained during office processing, as well as various opinions among specialists on the problems of interpretation of hydrodynamic studies of wells. The special literature on oilfield geology and hydrodynamic studies contains numerous attempts by different researchers from various sides to overcome this (significant in the opinion of the authors of the article) drawback of using the above method, but so far there have been no noticeable positive "shifts" in this direction. Everything rests on the bulkiness and complexity of the proposed analytical solutions.

Based on many years of research, the authors of the article give their vision of solving this problem. The proposed modified grapho-analytical method of calculation in low-flow non-permeation wells that penetrated reservoir rocks with oils with Newtonian properties makes it possible to estimate the reliable value of the productivity factor of the reservoirs (K_{prod}) in the conditions of the formation pressure deficit that exists everywhere in the fields of the West Siberian oil and gas basin (with stationary flat-radial filtration).

For citation

Zakirov N.N., Alexandrov V.M., Yagafarov A.K., Spasibov V.M., Popova Zh.S. K voprosu tochnosti ocenki koefficienta produktivnosti malodebitnykh skvazhin [To the question of accuracy of evaluation of the productivity factor of low-production wells] // *Neftegazovoe delo — Petroleum Engineering*, 2023, Vol. 21, No. 2. pp. 6-16. [in Russian]. <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2023-2-6-16>.

Введение

Оценка коэффициента продуктивности малодебитных скважин методом смены стационарных состояний основана на приближенных численных решениях уравнения, использующих данный принцип [1, 2].

Метод М. Muskat [3, 4], учитывающий эти два положения длительное время считался недостаточно теоретически обоснованным. Так, например, В.Н. Щелкачев высказывал замечания по теоретической обоснованности данного метода, т.к. для определения основных параметров исследуемого пласта необходимо знать величины начального и текущих давлений в исследуемых скважинах.

Keywords

well, formation, reservoir rocks, hydrodynamic studies, state change method, reservoir productivity factor (K_{prod})

«Метод прослеживания» активно разрабатывался В.П. Яковлевым еще в начале XX века, а чуть позже М. Muskat в 1937 г. подвел под него теоретическую базу. Затем эту проблему развивали многие отечественные и зарубежные специалисты, работающие в этой области. Так, в разные годы Б.А. Богачев, А.С. Кундин, С.Г. Вольпин, О.В. Ломакина и другие пытались вывести аналитические формулы для расчета падающего дебита и коэффициента продуктивности работающих скважин, но их точность была сравнительно невысокой. Э.Б. Чекалюк в 1961 г. предложил наиболее точное решение данной задачи, но оно из-за своей явной математической

громоздкости решения не нашло широкого практического применения.

Учитывать упругость пласта и пластовой жидкости при исследовании скважин методом последовательной смены стационарных состояний пытались в разные годы А.С. Вирновский, О.С. Татейшвили, А.Н. Адонин, М.Н. Писарик, В.И. Шуров, В.С. Бойко, М.М. Глоговский, Б.П. Минеев, К.Р. Уразаков, В.А. Итиксанов, Б.Б. Лапук, Р.Н. Дияшев и многие другие, но ни одно из предлагаемых решений так или иначе не вошло в повседневную практику исследований ввиду своей сложности.

Объект и методы исследования

За свою довольно длительную историю применения данный метод пережил несколько важных периодов развития. Так, вначале 60-х годов XX века непереливающие нефтяные объекты в разведочных скважинах Западной Сибири с $q_n < 3$ т/сут вообще практически не исследовались.

Затем наступил длительный по своей продолжительности период, когда в Западно-Сибирском осадочно-породном мегабассейне сложилась совершенно иная ситуация: открывались и вводились в разработку высокодебитные нефтяные залежи.

Сейчас время «легкой нефти» закончилось, структура как начальных геологических, так и остаточных извлекаемых запасов нефти и газа стала более дифференцированной, так как основная роль в добыче углеводородов перешла к низкопроницаемым, сложнопостроенным породам-коллекторам (в большинстве своем текстурно-неоднородным).

Вновь проявился интерес у геологов и нефтяников к «разработкам» в области исследований малodeбитных нефонтанирующих скважин [5–14]. И конечно многие исследователи уделяют большое внимание правомерности выполнения таких исследований с помощью метода М. Muskat.

Вопросы установления граничных условий применимости линейного закона фильтрации Н.Р.Г. Дарси были рассмотрены в обобщающей монографии Б.Б. Лапука и В.Н. Щелкачева [14], в которой раскрыты научные основы теории неустановившейся фильтрации пластовой жидкости в пористой среде.

В результате исследований В.Н. Щелкачевым различных элементов структуры порового пространства пород-коллекторов было

найден критическое значение числа Рейнольдса (Re), которое можно принять в качестве «границ» применимости данного закона. Согласно исследованиям В.Н. Щелкачева, величина критического значения $Re^{крит}$ находится в пределах от 1 до 12.

Скорость линейной фильтрации жидкости в пористой среде, согласно закона Н.Р.Г. Дарси, представлена в виде (1):

$$|V_{ж}| = (k_{ж} / \mu_{ж}) \cdot (\text{grad}P / \Delta l), \quad (1)$$

где k — коэффициент фильтрации;

$\text{grad}P$ — градиент давления;

$\mu_{ж}$ — динамическая вязкость жидкости;

Δl — протяженность фильтрации (длина пройденного пути).

Процесс фильтрации жидкости начинается при превышении $\text{grad} P$ некоторого начального значения. Наличие начального $\text{grad} P$ обуславливает начало движения пластового флюида в пласте. Для конкретного поперечного сечения пористой среды вдоль направления гидравлического потока в тех же условиях фильтрации имеем (2):

$$V_{ж} = Q / F, \quad (2)$$

где Q — объемный расход пластового флюида, проходящего сквозь породу, в единицу времени;

F — площадь поперечного сечения пористой среды (эффективного для движения пластовой жидкости).

Таким образом, рассматривая скорость линейной фильтрации жидкости в пористой среде (1), а также процесс фильтрации жидкости, обусловленный началом движения пластового флюида в пласте (2), приравняв их правые части, оценим коэффициент фильтрации (3):

$$k = (Q \cdot \mu_{ж} / F) \cdot (\Delta l / \text{grad}P). \quad (3)$$

Общеизвестно, что закон Н.Р.Г. Дарси выполняется при соблюдении основных условий (при стационарной, установившейся фильтрации):

— фильтрующая пористая среда сложена мелкозернистой фракцией пород;

— тонкие сечения единичных поровых каналов;

— скорость фильтрации и перепад давления малы;

— изменение скорости фильтрации и градиента давления вдоль всей системы мало во времени и практически постоянно;

— характер течения пластовой жидкости постоянен;

— фильтруется ньютоновская жидкость (неньютоновские свойства нефть приобретает при движении по НКТ за счет изменения своих структурных свойств).

Верхней границей применимости закона H.P.G. Darcy (при высоких скоростях фильтрации) является приближение величины Re , как основного параметра при установлении режима течения. Закон H.P.G. Darcy теряет свою справедливость, если характер течения жидкости становится частично или полностью турбулентным.

Нарушение закона H.P.G. Darcy, с ростом скорости движения связано с увеличением потерь давления на эффекты, связанные с инерционными силами, соизмеримыми с силами трения (рассматривая вопрос с физической точки зрения, «фактор трения» представляет собой кумулятивный процесс, в т.ч. неустойчивое вихреобразование и т.д.) в связи с изменением площади поперечного сечения. Градиент давления главным образом расходуется на возмещение потерь трения.

Градиент давления главным образом расходуется на возмещение потерь трения.

Очевидно, при очень малых скоростях движения жидкости, а также с повышением градиента давления закону H.P.G. Darcy не подчиняется изменение скорости фильтрации [15].

Обсуждение

Изучение непереливающих скважин по методу прослеживания заключается в том, что после разового понижения уровня или после прекращения откачек в скважине наблюдается восстановление уровня или давления на забое, затем строится кривая прослеживания.

Данный метод позволяет из полученных при любом промежуточном состоянии результатов исследования (т.е. без точного знания начальных и граничных условий) оценить $K_{\text{прод}}$ и определить величину $P_{\text{пл}}$ или положение статического уровня $H_{\text{ст}}$ [3, 8, 9, 15].

Этот принципиальный момент очень важен для впервые осваиваемых и не перешедших на перелив или фонтанирование скважин, в которых вызов притока и освоение чаще всего осуществляется периодическим понижением уровня жидкости в колонне комплектом испытательных инструментов (КИИ) на трубах, свабированием, струйным насосом и т.д. Режимы откачек при осуществлении таких процессов крайне неравномерны и придерживаться заранее строго определенных, плановых, граничных условий весьма затрудни-

тельно. Тем более невозможно учесть всю предысторию освоения не столько из-за неравномерности откачек, сколько из-за того, что за время освоения параметры прискважинной зоны изменяются в значительной степени. Вполне очевидно, что время стабилизации дебита и давления на каждом режиме (не менее трех) в скважине зависит от фильтрационных характеристик продуктивного объекта и определяется, исходя из наработанного опыта исследований близрасположенных скважин, вскрывших продуктивный пласт.

Обработка кривой прослеживания в зависимости от полученных исходных данных производится в следующем порядке [1, 2, 15]:

— при известном статическом уровне прослеживания $H(t)$ преобразуется в координатах (4):

$$\ln (H(t) - H(t)) - t; \quad (4)$$

— при неизвестном $H(t)$ преобразуется в координатах (5):

$$\ln (dH(t) / dt) - t \text{ или } \ln (dH(t) / dt) - t. \quad (5)$$

Точки на перестроенном в указанных координатах графике соединяются прямой линией, и определяется ее уклон. Независимо от соотношения значений уровня или давления уклон « i » имеет соразмерность обратно пропорциональную времени i / t .

Так как

$$i = (2\pi k h \rho_{\text{ж}}) / \mu_{\text{ж}} F (R / r),$$

коэффициент продуктивности равен (6):

$$K_{\text{прод}} = iF / \rho_{\text{ж}}, \quad (6)$$

где $\rho_{\text{ж}}$ — плотность пластовой жидкости.

Согласно метода M. Muskat текущий $Q(t)$ остановленной непереливающей скважины равен (7–8):

$$Q(t) = F dH(t) / dt, \quad (7)$$

$$Q(t) = F d(t) / dt, \quad (8)$$

где F — площадь поперечного сечения ствола скважины.

В дальнейшем, в соответствии с формулой A.J.-É.J. Dupuit для установившегося плоско-радиального притока (для притока нефти по закону H.P.G. Darcy) при известных значениях $H_{\text{ст}}$ или $P_{\text{пл}}$ получим выражение для определения $Q(t)$ (9):

$$Q(t) = ((2\pi \cdot k \cdot h \cdot \rho_{\text{ж}}) / \mu_{\text{ж}}) \cdot ([H(00) - H(t)] / \ln (R_{\text{в}} / r_{\text{с}})) \cdot \rho_{\text{ж}}, \quad (9)$$

где $R_{\text{в}}$ — радиус контура питания (влияния, дренирования) скважины;

$r_{\text{с}}$ — радиус скважины по долоту.

Используя уравнения (7) и (9), приравняв их правые части, разделяя переменные и интегрируя от $H(0)$ до $H(t)$ или от $P_c(t)$ до $P_c(00)$ и от 0 до t . В результате преобразований получим следующее выражение (10):

$$\ln([H(00) - H(t)] / [H(00) - H(t)]) = ((2\pi k h \rho) / (\mu_{\text{ж}} F \ln(R_b / r_c))) \cdot t. \quad (10)$$

При неизвестных значениях статического уровня и пластового давления вместо (10) аналогичным образом получено следующее выражение (11):

$$\ln[dH(t) / dt] = 2\pi k h \rho_{\text{ж}} t / \mu_{\text{ж}} F \ln(R_b / r_c). \quad (11)$$

Уравнения (10, 11), перестроенные в координатах левая часть — время, является уравнением прямой с угловым коэффициентом

$$\text{tg}\alpha = (2\pi k h g \rho_{\text{ж}}) / (\mu_{\text{ж}} F \ln(R_b / r_c)).$$

Таким образом $K_{\text{прод}}$ равен (12):

$$K_{\text{прод}} = (2\pi k h) / (\mu_{\text{ж}} \ln(R_b / r_c)) = F \text{tg}\alpha / g \rho_{\text{ж}}. \quad (12)$$

Таким образом, согласно выражения (12), фактическая величина статического уровня $H(00)$ необходима для обработки кривой прослеживания уровня. В противном случае, для его определения, а также пластового давления КВУ можно интерпретировать по методу И.М. Муравьева — А.П. Крылова.

В настоящее время нашел широкое распространение итерационный подход к определению статического уровня [7], с учётом несовершенства скважины по степени и характеру вскрытия, при выборе значения $H_{\text{ст}}$.

В то же время $H_{\text{ст}}$, а также $P_{\text{пл}}$ по КВУ можно определить с помощью модификации метода М. Muskat [1, 2, 8, 9, 15].

Таким образом (13-14):

$$Q(t)_{\text{cp}} = (F (H_{n+1} - H_{n-1}) / (t_{n+1} - t_{n-1})) / ((F (H_{n+1} - H_{n-1}) / 2\Delta t)), \quad (13)$$

$$H(t)_{\text{cp}} = (H_{n-1} - H_{n+1}) / 2. \quad (14)$$

В дальнейшем строится индикаторная диаграмма, при условии установившейся фильтрации жидкости в пласте.

Точки на индикаторной диаграмме, построенной в координатах $Q(t)_{\text{cp}} - H(t)_{\text{cp}}$ или $Q(t)_{\text{cp}} - P(t)_{\text{cp}}$, аппроксимируются прямой линией, и рассчитывается ее уклон (15)

$$i = (Q_{t_m} - Q_{t_n}) / (H_{t_m} - H_{t_n}). \quad (15)$$

Величина уклона $\text{tg}\alpha$ в этом методе напрямую зависит от соотношений уровня или давления, времени, площади и плотности жидкости. Таким образом, коэффициент продуктивности можно рассчитать по следующей формуле (16):

$$K_{\text{прод}} = (Q_{t_m} - Q_{t_n}) / \rho_{\text{ж}} (H_{t_m} - H_{t_n}) [\text{см}^3/\text{с}\cdot\text{ат}] = (Q_{t_m} - Q_{t_n}) / 11,57 \rho_{\text{ж}} (H_{t_m} - H_{t_n}) [\text{м}^3/\text{сут}\cdot\text{МПа}]. \quad (16)$$

В ходе гидродинамических исследований при определении $K_{\text{прод}}$ используют принцип последовательной смены стационарных состояний. При переменном притоке из пласта и постоянно изменяющемся забойном давлении в каждый последующий момент времени процесс фильтрации пластового флюида принимается стационарным.

Как было показано выше, $K_{\text{прод}}$ однозначно определяется только при известном статическом уровне $H_{\text{ст}}$. В этом случае при определении $K_{\text{прод}}$ никаких сложностей не наблюдается, т.к. экстраполируемая прямая приходит в точку пластового давления в залежи. Но практика геологоразведочных работ показывает, что в большинстве случаев, в особенности при работе с низкопроницаемыми породами-коллекторами, продолжение прямолинейного участка не приходит в точку, характеризующую на оси давлений величину пластового давления (статического уровня), а отсекает на ней некоторую условную величину $P_{\text{пл}}^{\text{усл}}$ (рисунки 1, таблица 1). Средняя продолжительность прослеживания уровня по нефтяным объектам составила 125 часов. Приведенные цифры характеризуют общую продолжительность работ на объекте. Время прослеживания уровня за один цикл возбуждения пласта, за редким исключением, находилось в пределах от 12 до 24 часов. По большинству объектов положение статического уровня (пластовое давление) при такой продолжительности прослеживания методом непосредственного наблюдения установлено не было.

Обработка материалов исследования на практике проводилась способом наблюдения за изменением скорости восстановления уровня (давления). При этом кривая прослеживания уровня (кривая изменения забойного давления) строилась в координатах $H_{\text{cp}}, \Delta H(t) / \Delta t(P_{\text{cp}}, \Delta P(t) / \Delta t)$. По уклону прямой оценивался $K_{\text{прод}}$ скважины, а экстраполяцией ее до пересечения с осью глубин (давлений) определялось положение статического уровня ($P_{\text{пл}}$).

К сожалению, в повседневной деятельности мы часто делаем допущение о том, что скважина, вскрывшая низкопроницаемые породы-коллекторы, является гидродинамически совершенной и приток нефти из пласта в ствол скважины является радиальным и изотропным.

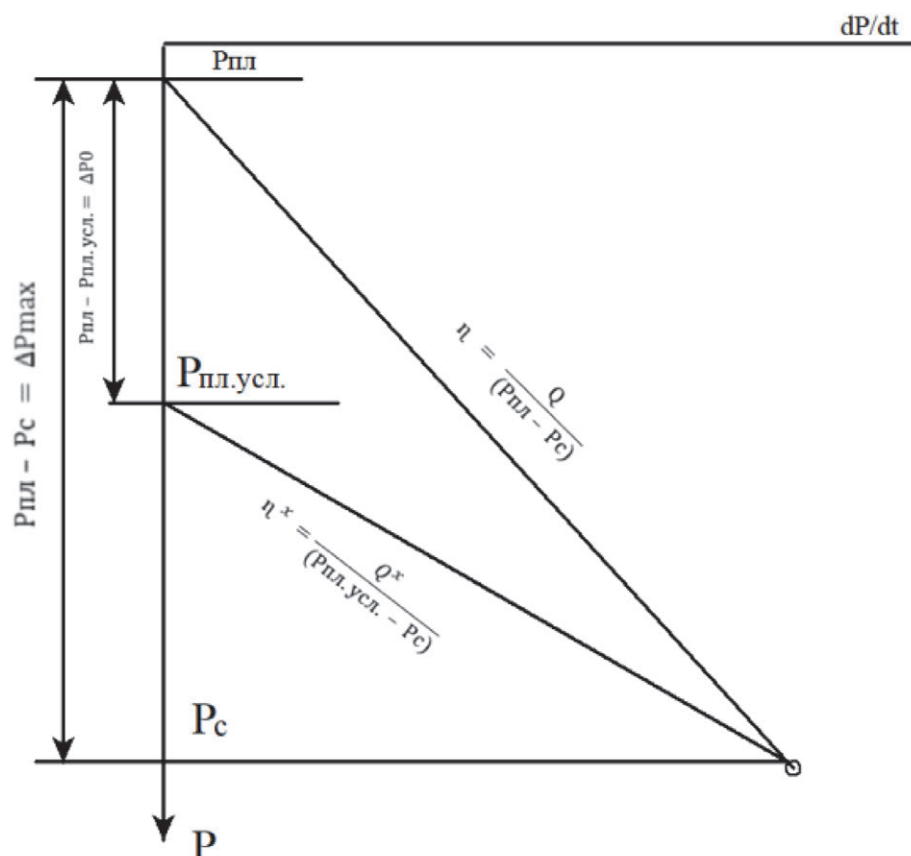


Рисунок 1. График в координатах забойное давление — скорость изменения забойного давления ($P_c - dP/dt$)

Figure 1. Bottom hole pressure — velocity plot changes in bottomhole pressure ($P_c - dP/dt$)

Близкие первичные материалы были получены при помощи КИИ-146 в скв. № 141 (пласт AB_1^1 , Самотлорское месторождение). При продолжении (трассировании) преобразованной кривой притока на оси давления отсекается значение $P_{пл}^{усл.}$, равное 11,5 МПа, а продолжением преобразованной по методу Хорнера кривой восстановления давления уже 16,9 МПа. Расхождение в оценках, полученных разными методами, составила 5,4 МПа. Таким образом, истинное пластовое давление однозначно не было определено.

Впервые это явление для поровых пород-коллекторов было установлено при детальном анализе результатов испытания отложений низкопроницаемого пласта AB_1^1 Самотлорского месторождения, проведенном специалистами ГТПГУ «Главтюменьгеология» в 1977 г. Об этом же явлении в юрских и ачимовских отложениях отдельных месторождений упоминается в научных публикациях целого ряда исследователей-гидродинамиков, среди которых Ф.Н. Маричев, В.А. Мишарин, И.И. Цепляев, К.С. Юсупов и многие другие. При игнорировании этого обстоятельства рас-

четные величины $K_{прод}$ оказываются завышенными.

На основании вышесказанного, можно сделать однозначный вывод о том, что данное явление важно учитывать при расчете $K_{прод}$, в т.ч. при выборе типа и конструкции скважинного оборудования, а также при вводе в эксплуатацию залежей, сложенных породами-коллекторами с пониженными ФЕСами.

Результаты

Детальный анализ полученных результатов проведенных исследований позволил предложить усовершенствованный графо-аналитический метод определения $K_{прод}$ исследуемого объекта.

Обозначим согласно построения на рисунке 1 имеющийся дефицит пластового давления как (17):

$$\Delta P_0 = P_{пл} - P_{пл}^{усл.} \quad (17)$$

Примем в первом приближении, что ΔP_0 представляет собой дополнительную потерю давления в прискважинной зоне пласта из-за наличия скин-эффекта, существования ухуд-

Таблица 1. Результаты гидродинамических исследований скважин, вскрывших отложения пласта АВ₁¹**Table 1.** Results of hydrodynamic studies of wells that penetrated formation deposits АВ₁¹

№№ скв.	Тип бурового раствора для вскрытия пласта	Характеристика притока	К _{прод} , м ³ /сут·МПа		Дефицит между Р _{пл} и Р _{пл усл} , МПа
			Метод установившихся отборов	Прослеживание уровня или давления	
5	Глинистый раствор	Непереливающий	—	18,8	6,7
27	—//—	—//—	—	1,74	4,9
53	—//—	—//—	—	0,69	4,5
55	—//—	—//—	—	2,65	0,5
56	—//—	—//—	—	0,74	6,5
64	—//—	—//—	—	2,40	3,7
71	—//—	—//—	—	2,40	2,2
74	—//—	—//—	—	Не определен	—
78	—//—	—//—	—	3,14	2,9
79	—//—	—//—	—	2,20	7,8
81	—//—	—//—	—	1,75	6,4
82	—//—	—//—	—	0,92	2,3
109	—//—	—//—	—	0,28	1,0
132	—//—	—//—	—	0,85	2,3
1ч	—//—	—//—	—	1,03	2,0
2ч	—//—	—//—	—	2,41	33,0
5ч	—//—	—//—	—	6,79	0,2
5ч	—//—	Фонтанирующий	3,0	—	—
61	—//—	—//—	3,1	—	—
67	—//—	—//—	7,1	—	—
69	—//—	—//—	4,2	—	—
75а	—//—	—//—	0,9	—	—
77	—//—	—//—	2,9	—	—
99	—//—	—//—	18,5	—	—
130	—//—	—//—	1,4	—	—
62	Водный р-р СаСl ₂	Непереливающий	—	2,40	10,0
66а	—//—	—//—	—	1,10	—
144	Р-р инвертной эмульсии	—//—	Не определен		2,3

шенных ФЕС пород-коллекторов (свойств, связанных с их текстурно-структурной неоднородностью и литологическими особенностями) или вследствие проявления специфических структурно-механических свойств пластовых флюидов при дискретном воздействии на геологический объект полем давления большой амплитуды [1, 2, 15]. В отличие от классического решения коэффициент продуктивности определяется из следующего соотношения (18):

$$K_{\text{прод}}' = Q' / (P_{\text{пл усл}} - P_c), \quad (18)$$

где Q' — дебит скважины в начале прослеживания,

P_c — забойное давление.

По аналогии для скважин без ΔP₀ получим для определения K_{прод} аналитическую формулу (19):

$$K_{\text{прод}} = Q / (P_{\text{пл усл}} - P_c) = Q / \Delta P_{\text{max}}, \quad (19)$$

Преобразуем формулу (18) путем вычитания из ее знаменателя величины P_{пл} (20):

$$K_{\text{прод}}' = Q' / (P_{\text{пл}}^{\text{усл}} - P_{\text{пл}} + P_{\text{пл}} - P_{\text{с}}) = \\ = Q' / ((P_{\text{пл}} - P_{\text{с}}) - (P_{\text{пл}} - P_{\text{пл}}^{\text{усл}})) = \\ Q' / (\Delta P_{\text{max}} - \Delta P_0), \quad (20)$$

Из построения видно, что $Q = Q'$ в начале прослеживания при максимальной забойной депрессии ΔP_{max} .

Тогда, взяв отношение (19) к (20), получим (21–22):

$$K_{\text{прод}} / K_{\text{прод}}' = (\Delta P_{\text{max}} - \Delta P_0) / \Delta P_{\text{max}} = \\ 1 - \Delta P_0 / \Delta P_{\text{max}}, \quad (21)$$

или

$$K_{\text{прод}} = K_{\text{прод}}' (1 - \Delta P_0 / \Delta P_{\text{max}}). \quad (22)$$

Из формулы (22) также следует, что если $\Delta P_0 = 0$, то $K_{\text{прод}} = K_{\text{прод}}'$. Во всех остальных случаях коэффициент продуктивности для скважин без скин-эффекта ΔP_0 всегда будет меньше, чем определенный по А.П. Крылову при наличии ΔP_0 . Величина скин-эффекта в процессе освоения, в особенности после проведения геолого-технических мероприятий по воздействию на прискважинную зону тем или иным методом, изменяется и должна снижаться, если освоение идет успешно.

Таким образом, для оценки истинного значения $K_{\text{прод}}$ всегда рекомендуется строить график зависимости скорости изменения давления или дебита кривой притока от забойного давления по манометру под впускным клапаном устройства и одновременно аналогичные графики зависимости скорости изменения давления по манометру в фильтре от $P_{\text{заб}}$. Если при этом окажется, что продолжение прямоллинейных участков по одной и другой зависимостям близко сходятся на оси давлений и $\Delta P_0 = 0$, $K_{\text{прод}}$ определяется по наклону прямой первого графика. Если же выявится в результате графических построений наличие значительной величины ΔP_0 , следует провести корректировку ранее выполненной оценки $K_{\text{прод}}$ по формуле (20).

Теперь перейдем к обработке конкретной кривой прослеживания уровня с помощью предлагаемой графо-аналитической методики.

В качестве примера рассмотрим скв. № 301Р Кошильского месторождения (интервал испытания 2413,0–2419,5 м). В ней были проведены исследования по стандартной схеме: снижение противодавления в стволе скважины за счет снижения уровня, а затем прослеживание его изменений во времени.

На графике прослеживания уровней была проведена гипотетическая прямая линия, соединяющая полученные реальные точки (с вероятным ее продолжением и с достижением значения истинного уровня). По этой прямой можно оценить расчетное (гипотетическое) время, которое соответствует оптимальному периоду исследования данного объекта на приток. При этом предполагается, что, если оставить скважину на естественное восстановление давления / уровня, то приток достигнет истинного уровня за какое-то «определенное» время, превышающее время реального исследования.

В связи с тем, что величина $P_{\text{пл}}$ неизвестна, строится график зависимости скорости изменения уровня (S , м/час) или дебита кривой притока от нарастающего среднединамического уровня (СДУ, м).

Далее по рассчитанному угловому коэффициенту ($i = 2,5 / 8,0 = 0,312$) и выражению (12) определяется уточненное значение $K_{\text{прод}}'$ (рисунок 2):

$$K_{\text{прод}}' = 0,312 \cdot 24 \cdot 0,0117 / 0,1 \cdot 0,860 = \\ = 1,0187 \text{ м}^3 / \text{сут} \cdot \text{МПа}.$$

Из рисунка 2 видно, что индикаторная диаграмма на оси уровней отсекает значение $H_{\text{ст}}^{\text{усл}}(1064 \text{ м})$, которое является аналогом ΔP_0 .

Отсюда, по модифицированной формуле (22):

$$K_{\text{прод}} = K_{\text{прод}}' [1 - H_{\text{ст}}^{\text{усл}} / H_{\text{max}}] \quad (22)$$

определяется $K_{\text{прод}}$, соответствующий реальному положению дел на месторождении:

$$K_{\text{прод}} = 0,45 (1 - 1064 / 1187) = \\ = 0,0466 \text{ м}^3/\text{сут} \cdot \text{МПа}.$$

Расчеты показывают, что величины $K_{\text{прод}}$, определенные по «классической» методике и предлагаемому графо-аналитическому методу, имеют удовлетворительную сходимость и могут не совпадать на порядок.

Пересчет значений коэффициентов продуктивности принципиально важен, т.к. «завышенные» $K_{\text{прод}}$, рассчитанные без учета «дефицита» пластового давления, используются затем при подсчете извлекаемых запасов, проектировании разработки, создании адресных геолого-технологических моделей и выполнении различных технологических документов на разработку залежей и месторождений.

Все это в конечном итоге приводит к некорректной интерпретации первичных геолого-промысловых данных, полученных в

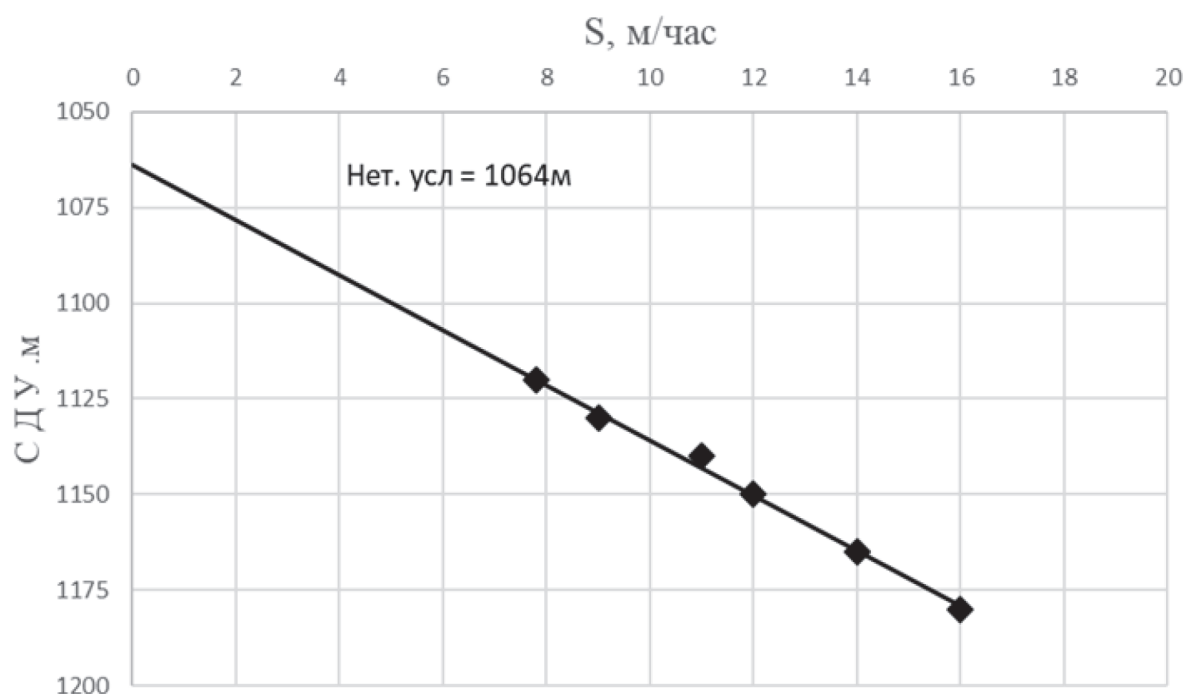


Рисунок 2. Индикаторная диаграмма по скв. № 301P (Кошильское месторождение, интервал 2413,0 — 2419,5 м, васюганская свита, объект ЮВ₁¹)

Figure 2. Indicator diagram by well No. 301P (Koshilskoye field, interval 2413.0 — 2419.5 m, Vasyugan formation, object YuV₁¹)

процессе испытания малодебитных сложно-построенных геологических объектов.

Выводы

Широко применяемая при гидродинамических исследованиях скважин в Западно-Сибирской НГП формула для расчета коэффициента продуктивности, основанная на методе

И.М. Муравьева — А.П. Крылова, очень часто (в 90 % случаев) приводит к большим погрешностям, измеряемым десятками и сотнями %.

Учитывая поправку на существующий дефицит пластового давления (ΔP_0), предложен метод определения истинного коэффициента продуктивности скважин для нефтей, обладающими ньютоновскими свойствами.

СПИСОК ИСПОЛЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Ягафаров А.К., Кузнецов Н.П., Кудрявцев И.А., Музипов Х.Н., Нагарев О.В., Недочетов В.Л., Федорцов В.К. Прогнозирование потенциальной продуктивности непереливающих нефтяных скважин // Нефтяное хозяйство. 2005. № 12. С. 53-55. EDN: JXJVTD.
2. Ягафаров А.К., Кузнецов Н.П., Красневский Ю.С., Кундин А.С., Стовбун Ю.А., Мотовилов Ю.В., Федорцов В.К., Музипов Х.Н., Ерка Б.А., Коровина И.О., Кудрявцев И.А., Нагарев О.В., Ухалов К.А. Анализ результатов испытания поисково-разведочных скважин. М.: ВНИИОЭНГ, 2003. 256 с.
3. Маскет М. Течение однородных жидкостей в пористой среде. М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2004. 628 с.
4. Маскет М. Физические основы технологии добычи нефти. М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2004. 696 с.
5. Белова А.В. Совершенствование методов гидродинамических исследований низкопроницаемых пластов и малодебитных скважин: дис. ... канд. техн. наук. М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2008. 220 с.

6. Бузинов С.Н., Умрихин И.Д. Гидродинамические методы исследования скважин и пластов. М.: Недра, 1973. 248 с.

7. Бузинов С.Н., Умрихин И.Д. Исследование нефтяных и газовых скважин и пластов. М.: Недра, 1984. 269 с.

8. Вольпин С.Г., Мясников Ю.А., Свалов А.В. Гидродинамические исследования низкопроницаемых коллекторов // Нефтяное хозяйство. 2000. № 12. С. 8-10.

9. Вольпин С.Г., Ломакина О.В. Метод определения параметров низкопроницаемого пласта // Нефтяное хозяйство. 1988. № 5. С. 27-30.

10. Горбунов А.Т. Разработка аномальных нефтяных месторождений. М.: Недра, 1981. 239 с.

11. Карнаухов М.Л., Пьянкова Е.М. Современные методы гидродинамических исследований скважин. Справочник инженера по исследованию скважин. М.: Инфра-Инженерия, 2010. 432 с.

12. Квеско Б.Б., Кувшинов Н.Е., Кувшинов М.Н., Квеско Р.Б., Ушаков А.В. Некоторые результаты численного исследования течения многофазной смеси в призабойной зоне нефтяных скважин // Известия вузов. Физика. 2008. Т. 51, № 8-2. С. 301-304.

13. Крыганов П.В., Ефимова Н.П., Афанаскин И.В., Вольпин С.Г., Мясников Ю.А., Свалов А.В. Повышение достоверности определения фильтрационных параметров пласта при решении задачи нестационарной фильтрации путем учета предыстории работы скважины // Труды научно-исследовательского института системных исследований РАН. 2019. Т. 9, № 1. С. 14-22. DOI: 10.25682/NIISI.2019.1.0002. EDN: YZOVZR.

14. Лапук Б.Б., Щелкачев В.Н. Подземная гидравлика. М.-Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2001. 736 с.

15. Ягафаров А.К., Федорцов В.К., Телков А.П., Шлейн Г.А. Гидродинамические исследования малodeбитных непереливающих скважин. Тюмень: Вектор Бук, 2006. 349 с.

REFERENCES

1. Yagafarov A.K., Kuznetsov N.P., Kudryavtsev I.A., Muzipov Kh.N., Nagarev O.V., Nedochetov V.L., Fedortsov V.K. Prognostirovanie potentsial'noi produktivnosti neperelivayushchikh neftyanykh skvazhin [Forecasting of Potential Producing Ability of not Flowing Oil Wells]. *Neftyanoe khozyaistvo – Oil Industry*, 2005, No. 12, pp. 53-55. EDN: JXJVTD. [in Russian].

2. Yagafarov A.K., Kuznetsov N.P., Krasnevskii Yu.S., Kundin A.S., Stovbun Yu.A., Motovilov Yu.V., Fedortsov V.K., Muzipov Kh.N., Erka B.A., Korovina I.O., Kudryavtsev I.A., Nagarev O.V., Ukhalov K.A. *Analiz rezul'tatov ispytaniya poiskovo-razvedochnykh skvazhin* [Analysis of the Results of Testing Exploration Wells]. Moscow, VNIIOENG Publ., 2003. 256 p. [in Russian].

3. Masket M. *Techenie odnorodnykh zhidkostei v poristoi srede* [The Flow of Homogeneous Liquids in a Porous Medium]. Moscow-Izhevsk, Institut komp'yuternykh issledovaniy Publ., 2004. 628 p. [in Russian].

4. Masket M. *Fizicheskie osnovy tekhnologii dobychi nefiti* [Physical Basis of Oil Production Technology]. Moscow-Izhevsk, Institut komp'yuternykh issledovaniy Publ., 2004. 696 p. [in Russian].

5. Belova A.V. *Sovershenstvovanie metodov gidrodinamicheskikh issledovaniy nizkopronitsaemykh plastov i malodebitnykh skvazhin: dis. kand. tekhn. nauk* [Improving the Methods of Hydrodynamic Studies of low-Permeability Formations and Marginal Wells: Cand. Engin. Sci. Diss.]. Moscow, RGU nefi i gaza im. I.M. Gubkina Publ., 2008. 220 p. [in Russian].

6. Buzinov S.N., Umrikhin I.D. *Gidrodinamicheskie metody issledovaniya skvazhin i plastov* [Hydrodynamic Methods for Studying Wells and Reservoirs]. Moscow, Nedra Publ., 1973. 248 p. [in Russian].

7. Buzinov S.N., Umrikhin I.D. *Issledovanie neftyanykh i gazovykh skvazhin i plastov* [Study of Oil and Gas Wells

and Reservoirs]. Moscow, Nedra Publ., 1984. 269 p. [in Russian].

8. Volpin S.G., Myasnikov Yu.A., Svalov A.V. *Gidrodinamicheskie issledovaniya nizkopronitsaemykh kolektorov* [Hydrodynamic Studies of Low-Permeability Reservoirs]. *Neftyanoe khozyaistvo – Oil Industry*, 2000, No. 12, pp. 8-10. [in Russian].

9. Volpin S.G., Lomakina O.V. *Metod opredeleniya parametrov nizkopronitsaemogo plasta* [Method for Determining the Parameters of a Low-Permeability Formation]. *Neftyanoe khozyaistvo – Oil Industry*, 1988, No. 5, pp. 27-30. [in Russian].

10. Gorbunov A.T. *Razrabotka anomal'nykh neftyanykh mestorozhdenii* [Development of Anomalous Oil Fields]. Moscow, Nedra, 1981. 239 s. [in Russian].

11. Karnaukhov M.L., Pyankova E.M. *Sovremennyye metody gidrodinamicheskikh issledovaniy skvazhin. Spravochnik inzhenera po issledovaniyu skvazhin* [Modern Methods of Hydrodynamic Studies of Wells. Well Survey Engineer's Handbook]. Moscow, Infra-Inzheneriya Publ., 2010. 432 p. [in Russian].

12. Kvesko B.B., Kuvshinov N.E., Kuvshinov M.N., Kvesko R.B., Ushakov A.V. *Nekotorye rezul'taty chislennogo issledovaniya techeniya mnogofaznoi smesi v prizaboynoi zone neftyanykh skvazhin* [Some Results of a Numerical Study of the Flow of a Multiphase Mixture in the Bottomhole Zone of Oil Wells]. *Izvestiya vuzov. Fizika – Izvestiya Vuzov. Fizika*, 2008, Vol. 51, No. 8-2, pp. 301-304. [in Russian].

13. Kryganov P.V., Efimova N.P., Afanaskin I.V., Volpin S.G., Myasnikov Yu.A., Svalov A.V. *Povyshenie dostovernosti opredeleniya fil'tratsionnykh parametrov plasta pri reshenii zadachi nestatsionarnoi fil'tratsii putem ucheta predystorii raboty skvazhiny* [Improving the Reliability of Determining the Filtration Parameters of a Reservoir When Solving the Problem of Non-Stationary Filtration by Taking into Account the Prehistory of Well Operation]. *Trudy nauchno-issledovatel'skogo instituta sistemnykh issledovaniy RAN – Proceedings of the Research Institute for System Research of the Russian Academy of Sciences*, 2019, Vol. 9, No. 1, pp. 14-22. DOI: 10.25682/NIISI.2019.1.0002. EDN: YZOVZR. [in Russian].

14. Lapuk B.B., Shchelkachev V.N. *Podzemnaya gidravlika* [Underground Hydraulics]. Moscow-Izhevsk, NITs «Regulyarnaya i khaoticheskaya dinamika» Publ., 2001. 736 p. [in Russian].

15. Yagafarov A.K., Fedortsov V.K., Telkov A.P., Shleyn G.A. *Gidrodinamicheskie issledovaniya malodebitnykh neperelivayushchikh skvazhin* [Hydrodynamic Studies of Marginal Non-Overflow Wells]. Tyumen, Vektor Buk Publ., 2006. 349 p. [in Russian].

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Закиров Николай Николаевич, доктор технических наук, профессор кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин», Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

Nikolai N. Zakirov, doctor of technical sciences, professor, Oil and gas well drilling department, Tyumen industrial university, Tyumen, Russia

zakirov.nikolay@yandex.ru

Александров Вадим Михайлович, кандидат геолого-минералогических наук, доцент кафедры «Геология месторождений нефти и газа», Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

Vadim M. Aleksandrov, , candidate of geology and mineralogy, associate professor, Geology of oil and gas fields department, Tyumen industrial university, Tyumen, Russia

alexandrov_v@aotandem.ru

Ягафаров Алик Каюмович, доктор геолого-минералогических наук, профессор кафедры «Геология месторождений нефти и газа», Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

Alik K. Yagafarov, doctor of geology and mineralogy, associate professor, Geology of oil and gas fields department, Tyumen industrial university, Tyumen, Russia

yagafarovak@tyuiu.ru

Спасибов Виктор Максимович, доктор технических наук, профессор кафедры «Кибернетические системы», Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

Viktor M. Spasibov, doctor of technical sciences, professor, Cybernetic systems department, Tyumen industrial university, Tyumen, Russia

spasibovvm@tyuiu.ru

Попова Жанна Сергеевна, старший преподаватель кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин», Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

Zhanna S. Popova, senior lecturer, Oil and gas well drilling department, Tyumen industrial university, Tyumen, Russia

popovazs@tyuiu.ru

Статья поступила в редакцию 10.01.2023; одобрена после рецензирования 07.03.2023; принята к публикации 30.03.2023.

The article was submitted 10.01.2023; approved after reviewing 07.03.2023; accepted for publication 30.03.2023.