

Методика определения скин-фактора, разработанная при освоении Игольско-Талового месторождения нефти

В статье по методу кривой восстановления давления (КВД) изучаются причины резкого падения пластовых давлений и дебитов в скважинах, пробуренных при освоении Игольско-Талового месторождения. Детальная обработка КВД позволила установить по многим скважинам ухудшение проницаемости пласта в околоствольной зоне и оценить первоначальные дебиты на примере скв. 396. По приближенным методикам рассчитан радиус ухудшенной зоны пласта по этой скважине. Рассмотрена проблема интерпретации приведенных радиусов при наличии ухудшенной проницаемости пласта. С позиции явления диссимметрии объяснены высокие значения приведенных радиусов, характеризующих ухудшенную зону пласта как радиусы ухудшенной зоны пласта, а их степенная величина натурального числа – как скин-фактор с обратным знаком. Предложена графоаналитическая методика точного определения скин-фактора и пластового давления в удаленной неизменной зоне пласта. С помощью этой методики была установлена связь скин-фактора с повышенным содержанием диффузионных слоев воды в зонах нефтенедонасыщения, которые деформировались и кальматировали при скважинную зону пласта. Рекомендовано при эксплуатации скважин в таких зонах ограничивать депрессии до 5 МПа.

Ключевые слова: Игольско-Таловое месторождение, кривая восстановления давления, радиус зоны скин-фактора, пластовое давление, форсированный отбор.

Введение

Определение прискважинных параметров пласта по данным ГДИС имеет важное практическое значение при оценке степени освоения скважин. Геологические основы при выборе депрессий испытания и освоения скважин должны связываться с зональным строением залежей, обусловленных различной степенью подвижности пластовых флюидов. Для оценки состояния прискважинной зоны анализируют различные гидродинамические показатели: коэффициент несовершенства вскрытия скважины, скин-фактор, приведенный радиус, радиус ухудшенной зоны, фактор повреждения и другие параметры (Практические указания по испытанию поисковых и раз-

ведочных скважин ..., 1988). При освоении Игольско-Талового месторождения определение этих параметров оказалось затруднительным. Месторождение было введено в разработку в конце 1991 г. В первые три месяца наблюдалось резкое падение дебитов скважин, не характерное для верхнеюрских залежей Томской области. Пластовые давления (28,3 МПа), замеренные через три месяца, также резко снизились до 21,9-25,7 МПа. Соответственно резкое уменьшение депрессий и приводило к снижению дебитов скважин. Для выяснения причин этих изменений была проведена обработка и интерпретация кривых восстановления давления (КВД).

Окончание статьи Е.Ю. Блиновой, И.М. Индрупского «Прогноз капиллярных кривых полиминерального терригенного коллектора по геофизическим данным»

Keywords: capillary pressure, pore space structure, effective pore space, heterogeneity, polymineral reservoir, mineral composition, effective porosity, total water retention factor, Chow test.

References

- Brooks R.H., Corey A.T Hydraulic properties of Porous Media. Colorado State University Hydrology. 1964. №3.
- Chow G.C. Tests of equality between sets of coefficients in two linear regressions. *Econometrica*. 1960. 28 (3). Pp. 591-605.
- Dakhnov V.N. Geofizicheskie metody opredeleniya kolektorskikh svoystv i neftegazonasyscheniya gornyx porod [Geophysical methods for the determination of reservoir properties and oil and gas saturation of rocks]. Moscow: «Nedra» Publ. 1985.
- Zakirov S.N., Indrupskiy I.M., Zakirov E.S., Zakirov I.S. et al. Novye printsipy i tekhnologii razrabotki mestorozhdeniy nefti i gaza [The new principles and technologies to develop oil and gas fields]. Part 2. Moscow-Izhevsk: «Institut kompyuternykh issledovaniy» Publ. 2009. 484 p.
- Indrupskiy I.M., Blinova E.Yu., Kovalenko K.V. The influence of heterogeneity of a clay component material composition on a reservoir petrophysical and filtration characteristics. *Neftyanoe khozyaystvo [Oil Industry]*. 2013. №7. Pp. 76-80. (In russian)
- Kozhevnikov D.A., Kovalenko K.V. Izuchenie kolektorov nefti

i gaza po rezul'tatam adaptivnoy interpretatsii geofizicheskikh issledovaniy skvazhin [The study of oil and gas reservoirs as a result of adaptive interpretation of well logging]. Moscow: RGU nefti i gaza. 2011. 218 p.

Kozhevnikov D.A., Kovalenko K.V., Dshenenkov I.S., Petrov A.N. Modelirovaniye nasyscheniya v perekhodnoy zone kolektorov v kontseptsii effektivnogo porovogo prostranstva [Simulation of saturation in the transition zone in the concept of effective reservoir pore space]. *Teoreticheskie osnovy i tekhnologii poiskov i razvedki nefti i gaza* [Theoretical basis and technology of prospecting and exploration of oil and gas]. 2013. № 4. Pp. 51-56.

Cosentino L. Integrated reservoir studies. Technip Ed. 2001. 311 p.

Tiab D., Donaldson C. Petrophysics: Theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties. II ed. Elsevier. 2004. 926 p.

Information about authors

Ekaterina Yu. Blinova – Ph.D applicant, Oil and Gas Research Institute of RAS

Ilya M. Indrupskiy – Dr. Sci. (Tech.), Leading Researcher, Oil and Gas Research Institute of RAS

119333, Moscow, Russia, Gubkin str., 3.

Tel./Fax: (499) 135-54-67

Подходы к обработке кривых восстановления давления

В теории и практике считается, что после обработки КВД начальные участки, несущие информацию о прискважинной зоне пласта, за счет послеприточного эффекта оказываются дефектными и поэтому не подлежат обработке. Поэтому точки снимались с начального участка КВД с промежутком времени от одного до трех часов, что не позволяло выявить начальный прямолинейный участок, характеризующий ухудшенную зону пласта. При обработке КВД по скважинам Игольско-Талового месторождения точки снимались через 20 минут, что позволило зафиксировать такие участки. Например, по скважине 396 (Рис. 1) после трех часов искажающее влияние послеприточного эффекта исчезает, и в течение часа фиксируется прямолинейный участок, характеризующий прискважинную зону пласта. При $lgt_0=4,25$ начинает фиксироваться вторая прямая, характеризующая не измененные параметры удаленной части пласта. Через 18 часов от начала исследования давление стабилизируется и не меняется в течение 10 часов.

Таким образом, более детальная обработка КВД позволила установить по многим скважинам ухудшение параметров пласта в околоствольной зоне.

Оценка первоначальных дебитов

Для количественной оценки влияния ухудшенной зоны пласта на дебит скважин в соответствии с (Практическое руководство..., 1992) были определены по начальному прямолинейному участку, характеризующую ухудшенную зону, приведенный радиус скважины (r_{np}^1), проницаемость (k_1) и пьезопроводность пласта (x_1), а по второму участку – эти же параметры k_2, x_2, r_{np}^2 для удаленной части пласта.

По скважине 396 проницаемость в прискважинной зоне снизилась с 0,0184 до 0,0024 мкм² (в 7,7 раза), пьезопроводность – с 0,087 до 0,012 м²/с (в 7,3 раза). Приведенный радиус по начальному прямолинейному участку получился равным 5,7 м, по конечному – 0,002 м.

Перед записью КВД дебит нефти был 19 т/сут. Соответственно, при восстановлении проницаемости в прискважинной зоне до начальной (в 7,7 раза) дебит скважины должен был составить 146 т/сут. Для его обоснования была произведена оценка радиуса ухудшенной зоны.

Точное решение задачи оценки размеров ухудшенных зон было получено В.Н. Шелкачевым, Г.И. Баренблаттом и В.А. Максимовым.

Методика	R, м
Ю.П. Желтова	56,0
И.Ф. Рахимкулова	37,4
Э.Г. Чекалюка	27,2
Р.И. Медведского, В.Н. Нестерова	19,9
С.Г. Каменецкого	18,4
А.Ф. Блинова и УкрНИГРИ	7,6

Табл. 1. Радиус ухудшенной зоны скв. 396.

Однако, имевшие место в то время математические трудности в обработке этих задач и слабая техника исследований не позволили использовать это решение. Поэтому по скважине 396 был рассчитан радиус ухудшенной зоны по шести приближенным методикам (Практические указания по испытанию поисковых и разведочных скважин ..., 1988), используя время пересечения первого и второго прямолинейных участков t_0 и значения проницаемости и пьезопроводности по этим двум зонам (Табл. 1). Полученные величины радиуса достигли больших размеров, в среднем составив 27,8 м.

Таким образом, снижение проницаемости на значительном расстоянии вполне могло стать реальной причиной резкого уменьшения дебитов скважин.

Пластовое давление по скважине 396 достигло 25,22 МПа, что на 3,08 МПа ниже начального. На момент исследования скважины депрессия на пласт составляла 3,5 МПа. Соответственно, при начальной депрессии 6,58 МПа дебит мог быть еще больше – 273 т/сут.

Повторные гидродинамические исследования скважины, проведенные через 20 дней, показали, что пластовое давление снизилось до 23,9 МПа, депрессия – до 2,2 МПа (в 1,6 раза), проницаемость прискважинной зоны – до 0,0021 мкм² (в 1,14 раза), пьезопроводность – до 0,010 м²/с (в 1,2 раза). Соответственно, дебит только за счет снижения депрессии и проницаемости должен был снизиться в 1,82 раза. По факту он снизился в 1,46 раза – до 13 т/сут.

Приведенный радиус по начальному участку увеличился до 7 м, по конечному – до 0,202 м. Аналогичные изменения были получены по другим скважинам с ухудшенной зоной (Табл. 2).

Проблема интерпретации приведенных радиусов

При отсутствии ухудшенной зоны приведенный радиус r_{np} рассматривался как классическая величина, характеризующая только эффективность перфорации:

$$r_{np} = r_c * e^{-C}, C = C_1 + C_2, \quad (1)$$

№ скважины	Дата исследования	$P_{пл.ух}$ (МПа)	$R_S=r_{np}^1$ (см)	S	$P_{пл.}$ (МПа)	$r_{сво}^{факт} = r_{np}^2$ (см)	C	ΔP_S (МПа)	
								расчет.	графоан.
362	16.06.92	ухудшенная зона отсутствует			24,52	50,0	-1,7	0	0
377	16.01.92	25,70	134	2,7	26,67	8,1	0,2	0,97	
378	28.09.92	ухудшенная зона отсутствует			22,17	0,7	2,6	0	0
396	21.01.92	25,22	565	4,1	26,32	0,2	3,7	1,10	1,32
	11.02.92	23,90	696	4,3	27,06	20,2	-1,1	3,16	3,00
398	15.10.92	ухудшенная зона отсутствует			22,40	12,3	-0,3	0	0
410	17.01.92	23,42	432	3,8		131,0	-2,6		
	17.02.92	21,85	338	3,6	удаленная зона не записана				
411	17.02.92	25,03	666	4,3	25,54			0,51	0,97
429	22.02.92	24,27	678	4,3	25,33	2,1	1,5	1,06	1,05
1114	15.09.92	24,01	738	4,4	24,97	10,7	-0,1	0,96	
1093	16.09.92	24,70	418	3,8	24,91			0,21	0,20
1113	18.09.92	23,28	637	4,2	24,63	100,0	-2,4	1,35	
1115	08.11.92	23,66	903	4,6	24,99	10,5	-0,1	1,33	1,20
	02.12.92	23,53	829	4,5	удаленная зона не записана				
1129	16.03.92	24,51	178	2,9	удаленная зона не записана				
1133	25.12.92	23,39	526	4,0	25,34	232,0	-3,2	1,95	
1142	25.11.92	ухудшенная зона отсутствует			22,60	13,4	-0,3	0	0

Табл. 2. Прискважинные параметры Игольской залежи в начале ее освоения.

где r_c – радиус скважины; C_1 и C_2 – показатели несовершенства скважины по степени и характеру вскрытия.

При интерпретации приведенных радиусов с ухудшенной прискважинной зоной возникли проблемы. Считалось, что приведенный радиус, определённый по второму прямолинейному участку, зависит не только от показателей несовершенства скважины C_1+C_2 , но и от величины скин-фактора S . О взаимоотношениях данных величин также существуют достаточно противоречивые точки зрения. Например, по мнению (Коротаяева, 1975) и др.:

$$C=C_1+C_2+S; \quad (2)$$

с точки зрения Т.Б. Пыхачева (1961):

$$S=C_1+C_2. \quad (3)$$

Согласно (Практическое руководство по гидродинамическим методам..., 1992), несовершенство скважины зависит еще от сопротивления C_3 за счет осаждения в стволе скважины песчаных и глинистых пробок, наличия застойных водных столбов:

$$C=C_1+C_2+C_3+S. \quad (4)$$

Скин-фактор здесь рекомендуется определять по формуле Ван-Эвердингейна, а показатели несовершенства скважин – по графикам В.И. Щурова. На самом деле (Практические указания по испытанию поисковых и разведочных скважин..., 1988), процессы, происходящие при освоении скважин в околоствольной зоне, намного сложнее, и поэтому по графикам В.И. Щурова можно определить некоторое предполагаемое совершенство скважины.

Таким образом, существующие подходы в интерпретации величин r_{np}^2 не позволяют обосновано отдельно рассчитывать показатели C_p , C_2 , C_3 , S и однозначно определять причины изменения околоствольных параметров пласта. При интерпретации величины r_{np}^1 , как указано (Методические указания по комплексированию и этапности выполнения..., 2002), «в этих случаях получались малообъяснимые числовые значения». Степенная величина натурального числа была близка к величинам скин-фактора, получаемым при гидроразрывах пластов (ГРП).

Скин-фактор и явление диссимметрии

По классическому определению, приведенный радиус несовершенной скважины – это радиус эквивалентной совершенной (не перекрытой колонной) скважины, работающей с аналогичным дебитом. Тогда полученные величины r_{np}^1 нужно рассматривать как эквивалентные совершенные скважины с радиусом в несколько метров, но работающим в пласте, имеющем параметры ухудшенной околоствольной зоны реальной несовершенной скважины. Фактически в этом радиусе фиктивной скважины находится кольцевая зона ухудшенных параметров пласта, и первоначально приток в скважину контролируется ею, т.е. в рассматриваемом явлении проявляется диссимметрия. Согласно положения П. Кюри (1968) «эта же диссимметрия должна проявляться и в причинах, их породивших», т.е. из-за высокой первоначальной депрессии приток в скважину контролируется параметрами ухудшенной прискважинной зоны и ее радиусом распространения R_s , который равен r_{np}^1 , а величина скин-эффекта S из-за диссимметрии имеет обратный знак $-S^{обп}$.

$$R_s = r_{np}^1 = r_c * e^{-S^{обп}}, \quad -S^{обп} = S. \quad (5)$$

Согласно этой формуле в скважине 396 скин-фактор составил 4,1, а радиус ухудшенной (скин-фактор) зоны составил 5,7 м, что в пять раз меньше средней величины рассчитанной ранее по приближенным формулам (Табл. 1). Результаты этих определений по остальным скважинам представлены в табл. 2.

Затем, по мере восстановления давления по периметру ухудшенной зоны начинает образовываться скиновый скачек пластовых давлений, и забойное давление начинает восстанавливаться исходя из параметров удаленной части пласта. Соответственно, влияние скин-фактора S заканчивается и начинает зависеть от эффективности перфорационных работ в скважине C , которая определялась по r_{np}^2 (Табл. 2).

На рассматриваемом участке пласты вскрывались перфорацией на всю толщину. Поэтому $C_1=0$, а $C=C_2$. Соответственно, если приведенный радиус оказывался больше радиуса не обсаженной скважины – 9,5 см, эффективность перфорационных работ считалась высокой. Если меньше, то по графикам В.И. Щурова проводился расчет величины увеличения дебита скважины при дополнительной перфорации. На рассматриваемом участке по трем скважинам перфорация оказалась недостаточной ($r_{np}^2=8,1-0,2$ см). Прогнозы увеличения дебитов составили от 2 до 23 т/сут (1,1-2,1 раза).

Таким образом, опираясь на явление диссимметрии в скважинах с ухудшенной околоствольной зоной, использовалась упрощенная методика определения радиуса зоны скин-фактора и отдельной количественной оценки показателей несовершенства скважины и скин-фактора.

Определение пластовых давлений по кривым восстановления давления с ухудшенной прискважинной зоной

Согласно исследованиям (Практические указания по испытанию поисковых и разведочных скважин..., 1988) установлено, что в скважинах с ухудшенной прискважинной зоной устанавливается условное пластовое давление $P_{пл,усл}$, которое по своей величине намного ниже установленного для залежи начального пластового. После проведения успешных мероприятий по воздействию на прискважинную зону тем или иным методом условное пластовое давление возрастало до величины $P_{пл}$. Такая дополнительная потеря давления ΔP_s происходит в прискважинной зоне пласта вследствие скин-фактора. Следовательно, условное пластовое давление есть не что иное, как пластовое давление в ухудшенной околоствольной зоне пласта $P_{пл,ух}$, а величина скинового скачка давлений будет определяться, как разность пластовых давлений между удаленной и прискважинной ухудшенной зонами:

$$\Delta P_s = P_{пл} - P_{пл,ух}. \quad (6)$$

На основе этого был сделан вывод, что одной из причин резкого снижения пластового давления в эксплуатационных скважинах при освоении Игольской залежи явилось ухудшение околоствольных зон пласта. Вследствие этого возник вопрос. Как определить величины $P_{пл}$ или ΔP_s без проведения мероприятий по воздействию на прискважинную зону?

В 1990 г. был предложен (Трушкин, 1990) достаточно простой графоаналитический метод определения скин-фактора по КВД, обработанной методом Хорнера, на основе его формулы:

$$S = \frac{\Delta P_s}{0.87 \cdot t g a_2}, \quad (7)$$

где $t g a_2$ – тангенс угла наклона второго прямолинейного участка, а величину ΔP_s тогда было предложено определять по отрезку, отсекаемому на оси давлений двумя прямолинейными участками КВД, характеризующими околоствольную ухудшенную зону и удаленную незагрязненную зону.

Используя этот принцип одновременности восстановления давлений в прискважинной и удаленной зоне пласта, была определена величина ΔP_s по КВД, обработанной методом касательной. Для этого первый прямолинейный участок проводился до точки времени выхода на постоянное пластовое давление прискважинной зоны – $l g t_{пл} = 4,81$ (Рис. 1). Отрезок давлений при этом времени равен 1,32 МПа и принят за величину ΔP_s . Соответственно, прибавив данную величину к величине пластового давления прискважинной зоны, получим величину пластового давления в удаленной зоне пласта – 26,57 МПа или величину, которая бы установилась после проведения успешных мероприятий по воздействию на прискважинную зону.

Таким образом, при восстановлении естественных параметров пласта в прискважинной зоне дебит скважины 396 должен был возрасти не только за счет улучшения проницаемости (до 146 т/сут), но и за счет увеличения депрессии на 1,32 МПа – до 201 т/сут.

Графоаналитический метод точного определения скин-фактора

Используя величину ΔP_s , определенную выше графоаналитическим методом, по формуле (7) можно определить скин-фактор (для скважины 396 он составит 5,1), затем по формуле (5) можно определить радиус ухудшенной зоны, который равен 15,1 м.

Данная величина приближается к средней величине, рассчитанной по приближенным формулам и равной 27,8 м, и является более точной по сравнению с величиной, рассчитанной ранее обратным методом через приведенный радиус (5,7 м), поскольку из расчета исключается пьезопроводность пласта, которая зависит от объемного коэффициента нефти, дебита, упругоэластичности и толщины пласта.

Таким образом, графоаналитический прямой метод определения скин-фактора достаточно прост и точен по сравнению с обратным методом его определения по приведенному радиусу. Недостатком его является значительное время остановки скважины.

Определение пластовых давлений по невосстановленным кривым восстановления давления

На Игольско-Таловом месторождении время записи КВД, как правило, ограничивалось временем работы глубинного манометра (12 часов). За это время пластовые давления в скважинах не восстанавливались, но на КВД фиксировались два прямолинейных участка. По изложенной выше методике и определенным величинам S и R по приведенному радиусу первого участка по формуле (7) рассчитывалась величина ΔP_s . Используя принцип одновременности, эта величина находилась на КВД между двумя экстраполированными прямолинейными участками, и затем находились пластовые давления.

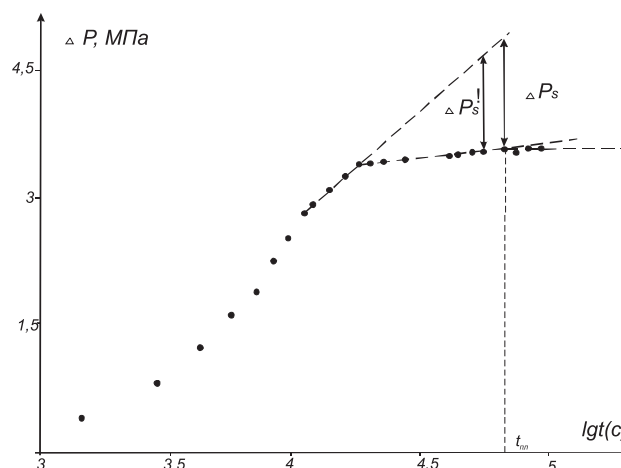


Рис. 1. КВД по скважине № 396.

Например, если в скважине 396 не удалось бы записать пластовое давление, рассчитанный скиновый скачок давления составил бы 1,1 МПа, а пластовые давления, определенные по невосстановленной КВД (Рис. 1), – $P_{пл,ух} = 25,22$ МПа и $P_{пл} = 26,32$ МПа. Разница в определении расчетных пластовых давлений с фактическими пластовыми давлениями составила 0,03-0,25 МПа. По шести скважинам, где также была произведена запись восстановленных КВД, разница в определении пластовых давлений по предложенным методикам составила еще ниже – 0,01-0,16 МПа (погрешность 2 %).

Важным моментом этой методики является то, что впервые удалось найти способ определять пластовые давления не только методом Хорнера, но и методом касательной для скважин с ухудшенной прискважинной зоной.

Результаты применения методики

Используя разработанные методики, были рассчитаны прискважинные параметры по всем исследованным скважинам Игольской залежи к концу 1994 г., что позволило оценить причины резкого падения пластовых давлений и дебитов скважин.

В среднем пластовое давление снизилось на 4,1 МПа; на 27% за счет естественного снижения упругой энергии пласта на 1,1 МПа при отборе нефти. По многим КВД зафиксированы гидродинамические экраны, что дополнительно способствовало ускорению снижения пластовых давлений на 1,7 МПа (41 %), а по скважине 410, попавшей в линзу, давление снизилось на 6,4 МПа. И, наконец, за счет явления скин-фактора в околоствольной зоне давление снизилось на 0,2-3,2 МПа, в среднем – 1,3 МПа (32 %).

Используя радиусы ухудшенных зон (Табл. 2), установлена их связь с зональным строением залежи (Трушкин, 2001). В купольной зоне предельного нефтенасыщения с $K_n > 70$ % околоствольная зона скважин оставалась без изменений и скважины работали без резкого снижения добычи нефти.

В зонах нефтенедонасыщения ($K_n = 55-70$ %), проницаемость в прискважинной зоне снижалась в несколько раз и, как следствие происходило резкое падение добычи нефти. Радиусы ухудшенных зон составляли 3-9 м. Максимальное значение радиуса (до 11 м) отмечено в скважине 701, находящейся вблизи ВНК ($K_n = 54$ %). Скважину не удавалось запустить в работу.

Основной причиной резкого ухудшения коллекторских

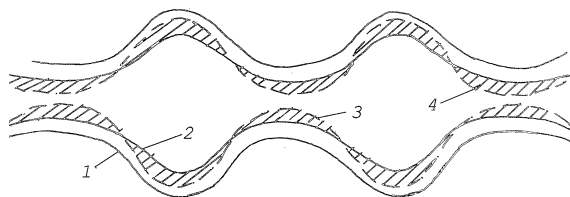


Рис. 2. Схема деформации рыхлосвязанной воды при движении нефти: 1 – стенка коллектора; 2 – (сплошная линия) граница раздела между водой и нефтью в статическом состоянии; 3 – (пунктирная линия) то же при создании в коллекторе перепада давления; 4 – электроосмотическое поднятие рыхлосвязанной воды.

свойств околоскважинных зон явилось повышенное содержание рыхлосвязанной (диффузионной) воды в зоне нефтенедонасыщения. Как показано в (Практические указания по испытанию поисковых и разведочных скважин..., 1988), при депрессиях на пласт более 3-7 МПа рыхлосвязанная вода начинает электроосмотически деформироваться и формировать в межпоровом пространстве поднятия воды, за счет ее электроосмотического вытягивания из крупных пор (Рис. 2). Электроосмотические поднятия воды и привели к снижению проницаемости в прискважинной зоне.

На основе этих данных, была установлена геологическая причина неэффективности традиционного способа освоения первых скважин Игольской залежи на максимальных депрессиях, в отличие от других месторождений Томской области (Трушкин, 2001). Вначале разбуривания не подтвердилась геологическая модель залежи. Принятый горизонтальный ВНК оказался наклонным. Поэтому первые скважины оказались в его приподнятой части (Трушкин, 2000), т.е. не в центре залежи с предельным нефтенасыщением, а на краю – в зоне нефтенедонасыщения. Как следствие традиционный форсированный отбор нефти, превышающий депрессию на пласт 3-7 МПа, начал приводить к тому, что в прискважинных зонах за счет деформаций рыхлосвязанной воды начались скиновые процессы и резкое падение дебитов скважин. На остальных месторождениях Томской области эти процессы в краевых частях залежей также проявлялись, но там низкие дебиты видимо объяснялись снижением упругой энергии пласта добывающими скважинами в купольных частях.

При минимальной щадящей депрессии, равной 3 МПа, начальный дебит по скв. 396 должен был составить 124 т/сут, что близко к дебитам, получаемым при ГРП. Фактически средний дебит в первый месяц составил 15,5 т/сут. Вероятно, резкое снижение дебита происходило при освоении скважины. Через 4 месяца на момент ее первого исследования было отобрано около 2 тыс.т. нефти, и пластовое давление снизилось на 2 МПа. При щадящем режиме данный отбор был достигнут бы через 8 дней, а через месяц добыча нефти прекратилась из-за отсутствия системы поддержания пластового давления. Пластовое давление снизилось бы на величину начальной депрессии 6,53 МПа, но накопленная добыча достигла 6,5 тыс. т.

Выводы и рекомендации

В современных условиях запись КВД производится с использованием цифровых датчиков давления, что позволяет обрабатывать КВД в непрерывном виде и выявлять начальный прямолинейный участок, характеризующий

ухудшенную зону пласта. Кроме этого, в последнее время для более достоверного выявления этих участков можно использовать КВД в билогарифмических координатах. В этом случае на них фиксируются два горизонтальных участка (Ипатов, Кременецкий, 2006)

Если за счет послеприточного эффекта на скважинах не удастся зафиксировать начальный прямолинейный участок, необходимо использовать методы обработки КВД с учетом притока, разработанные полвека назад Ю.П. Борисовым, И.А. Чарным, Э.Б. Чекалюком и др. (1984). Современная вычислительная техника и приборы записи изменения давлений на устье и забое позволяют начать их широко использовать.

Разработанная методика определения скин-фактора, основанная на положении «о диссимметрии» П. Кюри, позволяет достаточно точно, просто и однозначно определять радиус ухудшенной зоны пласта, степень совершенства вскрытия скважины перфорацией, более высокое пластовое давление в удаленной не ухудшенной части пласта, без проведения мероприятий по воздействию на прискважинную зону и в недовосстановленных КВД пластовые давления в околоствольной зоне пласта.

Применение методов интенсификации притоков растворами хлорида кальция и поверхностно-активными веществами для поисковых и разведочных скважин в зонах нефтенедонасыщения, предлагаемых в (Практические указания по испытанию поисковых и разведочных скважин..., 1988), неэффективны в эксплуатационных скважинах за счет длительного периода их работы. Поскольку объем этих растворов должен быть сопоставим с объемом ухудшенного порового пространства, а, например, по скв. 396 он достиг 500 м³. При ГРП полудлина трещины составляет 70-120 м и превышает радиус ухудшенной зоны, а величины скин-факторов близки, но имеют разные знаки.

Предложенная методика позволяет количественно оценивать неэффективность форсированного способа отбора нефти в зонах нефтенедонасыщения (Трушкин, 2001). Форсированный отбор нефти эффективен только в купольных частях высокоамплитудных залежей, в зонах предельного нефтенасыщения. В краевых частях или в малоамплитудных залежах необходимо начинать изучать на скважинах щадящий способ освоения и отбора при депрессиях на пласт 3-7 МПа. Приведенные выше теоретические расчеты дебитов показывают, что при щадящем способе отбора дебиты нефти приблизительно совпадают с дебитами, получаемыми при ГРП. В случае подтверждения представленных в данной работе расчетов дебитов это возможно позволит отказаться от дорогостоящих методов интенсификации притоков ГРП и эффективнее разрабатывать месторождения. Универсальность критического порога в 5 МПа для многих месторождений также установил Н.П. Запывалов (2003, 2012).

Литература

- Бузинов С.Н., Умрихин И.Д. Исследование нефтяных и газовых скважин и пластов. М.: Недра. 1984. 269 с.
 Запывалов Н.П. Динамика жизни нефтяного месторождения. *Известия Томского политехнического университета*. Томск: 2012. Т. 321. № 1. С. 206-211.
 Запывалов Н.П., Попов И.П. Флюидодинамические модели залежей нефти и газа. Новосибирск: Гео. 2003. 198 с.
 Ипатов А.И., Кременецкий М.И. Геофизический и гидродинамический контроль разработки месторождений углеводородов. М.:

НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика»; Институт компьютерных исследований. 2006. 780 с.

Каратаев Ю.П. Эксплуатация газовых месторождений. М.: Недра. 1975. 415 с.

Кюри М., Кюри П. М.: Наука. 1968. 22 с.

Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений. РД 153-39.0-109-01. 2002.

Практические указания по испытанию поисковых и разведочных скважин на нефть и газ. Ч.2. Освоение скважин, интенсификация притоков из поровых коллекторов. В.С. Войтенко, В.К. Федорцов, А.К. Ягафаров и др. Тюмень: ЗапСибБурНИПИ. 1988. 365 с.

Практическое руководство по гидродинамическим методам исследования скважин и пластов. К.С. Юсупов, В.А. Мишарин. Тюмень: СибНИИИП. 1992. 208 с.

Пыхачев Т.Б. Подземная гидравлика. М.: Гостехиздат. 1961. 387 с.

Трушкин В.В. Графоаналитический метод определения скин-фактора. *Матер. XIV конф. молод. научн. сотrud. по геол. и геофиз. в Сибири*. Иркутск: ИЗК СО АН СССР. 1990. 149 с.

Трушкин В.В. Зональные особенности разработки Игольской залежи и о причинах неэффективности форсированного способа отбора нефти. *Геология нефти и газа*. 2001. N2.

Трушкин В.В. Исследование характера движения пластовых вод нефтегазоносных отложений Томской области (на примере Игольско-Талового и Карайского месторождений нефти). *Диссерт. на соиск. к.г.-м.н.* Томск: ТПУ. 2000. 135 с.

Сведения об авторе

Валерий Владимирович Трушкин – канд. геол.-мин. наук, преподаватель Томского политехнического университета, начальник отдела оперативного подсчета запасов нефти и газа ОАО «ТомскНИПИнефть».

634027 г. Томск, пр. Мира, 72, тел: 8 (953) 9-268-266

Method for determining skin factor established during Igolsko-Talovy oil field development

V.V. Trushkin

Tomsk Polytechnic University, «TomskNIPIneft», Tomsk, Russia, e-mail: vvtrushkin@mail.ru

Abstract. In the article concerning pressure buildup curve we examined reasons for the sharp drop of reservoir pressure and flow rates in wells drilled during the development of Igolsko-Talovy field. Detailed processing of pressure buildup curve allowed us to establish in many wells deterioration of reservoir permeability near well bore, and to estimate initial production rates on the example of well No.396. Radius of deteriorated reservoir area in this well is calculated by means of approximative method. Interpretation of equivalent radius in the presence of deteriorated permeability is considered. High values of equivalent radius are explained from a perspective of dissymmetry, characterizing deteriorated reservoir area – as radius of deteriorated reservoir area, and its exponential value of natural number – as skin factor with reverse sign. This paper also suggests graphic analytic method for accurate determination of skin factor and reservoir pressure in a remote unchanged zone of reservoir. By means of this method we established connection between skin factor and high concentrations of diffused water layer in undersaturated zones, which were deformed and colmatated near-well zone of reservoir. It is recommended during well operation in such areas to limit depressions by 5 MPa.

Keywords: Igolsko-Talovy field, pressure buildup curve, skin factor zone radius, reservoir pressure, forced production.

References

Buzinov S.N., Umrikhin I.D. Issledovanie neftyanykh i gazovykh skvazhin i plastov [The study of oil and gas wells and reservoirs]. Moscow: «Nedra» Publ. 1984. 269 p.

Zapivalov N.P. Dinamika zhizni neftyanogo mestorozhdeniya [Dynamics of life oilfield]. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta* [News of Tomsk Polytechnic University]. 2012. V. 321. № 1. Pp. 206-211.

Zapivalov N.P., Popov I.P. Flyuidodinamicheskie modeli zalezhey nefti i gaza [Fluid dynamic models of oil and gas]. Novosibirsk: «Geo» Publ. 2003. 198 p.

Ipatov A.I., Kremenetskiy M.I. Geofizicheskiy i gidrodinamicheskiy kontrol' razrabotki mestorozhdeniy uglevodorodov [Geophysical and hydrodynamic control of hydrocarbons exploitation]. Moscow: NITs «Regulyarnaya i khao-ticheskaya dinamika»; Institut kompyuternykh issledovaniy. 2006. 780 p.

Karataev Yu.P. Ekspluatatsiya gazovykh mestorozhdeniy [Exploitation of gas fields]. Moscow: «Nedra» Publ. 1975. 415 p.

Kyuri M. Pierre Curie. Moscow: «Nauka» Publ. 1968. 22 p.

Metodicheskie ukazaniya po kompleksirovaniyu i etapnosti vypolneniya geofizicheskikh, gidrodinamicheskikh i geokhimicheskikh issledovaniy neftyanykh i neftegazovykh mestorozhdeniy [Methodological guidelines for integration and phasing of geophysical, hydrodynamic and geochemical studies of the oil and gas fields]. RD 153-39.0-109-01. 2002.

Prakticheskie ukazaniya po ispytaniyu poiskovykh i razvedochnykh skvazhin na neft' i gaz [Practical guidance on testing and exploration wells for oil and gas]. Part 2. Osvoenie skvazhin, intensivatsiya pritokov iz porovykh kolektorov [Well completion, stimulation of the reservoir pore]. V.S. Voytenko, V.K. Fedortsov, A.K. Yagafarov et al. Tyumen: «ZapSib-BurNIPi» Publ. 1988. 365 p.

Prakticheskoe rukovodstvo po gidrodinamicheskim metodam issledovaniya skvazhin i plastov [A Practical Guide to the hydrodynamic research methods of wells and reservoirs]. K.S. Yusupov, V.A. Misharin. Tyumen: «SibNIINP» Publ. 1992. 208 p.

Pykhachev T.B. Podzemnaya gidravlika [Underground hydraulics]. Moscow: «Gostotekhizdat» Publ. 1961. 387 p.

Trushkin V.V. Grafoanaliticheskiy metod opredeleniya skin-faktora [Graphic-analytical method for the skin factor determination]. *Mater. XIV конф. молод. научн. сотrud. по геол. и геофиз. в Сибири* [Proc. XIV Conf. of young scientists in geology and geophysics in Siberia]. Irkutsk: «IZK SO AN SSSR» Publ. 1990. 149 p.

Trushkin V.V. Zonal'nye osobennosti razrabotki Igol'skoy zalezhi i o prichinakh neeffektivnosti forsirovannogo sposoba otbora nefti [Zone features of the Igolskoe deposit development and the reasons of the ineffectiveness of forced oil selection method]. *Geologiya nefti i gaza* [Geology of oil and gas]. 2001. N2.

Trushkin V.V. Issledovanie kharaktera dvizheniya plastovykh vod neftegazonosnykh otlozheniy Tomskoy oblasti (na primere Igol'sko-Talovogo i Karayskogo mestorozhdeniy nefti) [Study of the formation waters movement of oil and gas deposits in the Tomsk region (as an example, Igolsko-Talovoye and Karayskoe oil fields)]. Diss. kand. geol.-min. nauk. [Cand. geol. and min. sci. diss.]. Tomsk: «TPU» Publ. 2000. 135 p.

Information about author

Valeriy V. Trushkin – Cand. Sci. (Geol. and Min.), Lecturer of the Tomsk Polytechnic University, Head of oil and gas reserves estimation Division, Tomsk Oil and Gas Research and Design Institute (TomskNIPIneft)

634027, Russia, Tomsk, pr. Mira, 72. Tel: 8 (953) 9-268-266