

ИЗМЕНЕНИЕ СВОЙСТВ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ СКВАЖИНЫ В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ БОБРИКОВСКОЙ ЗАЛЕЖИ УНЬВИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ*

А.А. Ерофеев, В.А. Мордвинов

Пермский национальный исследовательский
политехнический университет, Россия

Приведены результаты исследования процесса изменения свойств и размеров призабойной зоны пласта (ПЗП) на примере добывающей скважины Уньвинского нефтяного месторождения, эксплуатирующей терригенный коллектор. Установлено, что при эксплуатации нефтедобывающей скважины снижение забойных и пластовых давлений может приводить к существенному изменению фильтрационных свойств продуктивного пласта. Качественная и количественная оценка состояния призабойной зоны пласта осуществлялась при обработке кривых восстановления давления (КВД), получаемых в процессе гидродинамических исследований (ГДИ) скважины на неустановившихся режимах. Показано влияние различных причин на изменение проницаемости коллектора в ПЗП путем совместного анализа данных гидродинамических исследований и геолого-промысловой информации. Проанализированы данные гидродинамических исследований скважины за период с мая 2001 г. по март 2008 г. Приведен пример обработки полученной в мае 2007 г. КВД несколькими методами с целью комплексной оценки состояния ПЗП. В анализируемый период при изменении пластового и забойного давлений состояние ПЗП также изменялось и характеризовалось различными значениями проницаемости удаленной и призабойной зон пласта. Причиной ухудшения состояния призабойной зоны в заключительный период следует считать деформации коллектора, вызванные снижением забойного и пластового давлений, которое приводит к уменьшению проницаемости горных пород, коэффициентов продуктивности добывающих скважин и повышению степени зональной неоднородности пласта по проницаемости. Ухудшение состояния призабойной зоны, выявленное по методу касательной и детерминированных моментов давления с определением скин-фактора и диагностического признака соответственно, существенно повлияло на продуктивность скважины.

Ключевые слова: добывающая скважина, призабойная зона пласта, кольматация, эффективная проницаемость, пластовое давление, гидродинамические исследования скважин, скин-фактор, деформация коллектора.

CHANGING THE PROPERTIES BOTTOM-HOLE WITHIN THE DEVELOPMENT OF BOBRIKOVSKY UNVINSKOGO DEPOSIT

A.A. Erofeev, V.A. Mordvinov

Perm National Research Polytechnic University, Russian Federation

The results of the study of the process of change of properties and dimensions layer zones (CVC) on the example of the production well Unvinskogo oilfield operating sandstone reservoirs. Determined that the operation of the oil wells and reduce downhole reservoir pressure can lead to a substantial change in flow properties of the reservoir. Qualitative and quantitative assessment of the layer zones was carried out in the processing of pressure build-up curve (HPC), produced in the process of hydrodynamic studies (PRU) wells in unsteady conditions. Shows the effects of different reasons for the change in permeability by CVC joint analysis of hydrodynamic studies and geological field data. Analyzed data from the well test period from May 2001 to March 2008. An example of treatment received in May 2007 HPC several techniques for integrated assessment of the PPP. In the period when the reservoir and bottomhole pressure condition PPP also changed and was characterized by different values of the permeability of the remote and the bottomhole formation zones. The cause of the deterioration of the bottom zone in the final period to be considered a collector strain caused reduced downhole and reservoir pressure, which leads to a decrease in the permeability of the rocks, the ratios of productivity wells and increase the degree of zonal reservoir heterogeneity on permeability. The deterioration of the bottom zone, revealed by the method of tangent and determined pressure moments with the definition of the skin factor and diagnostic feature, respectively, a significant impact on the productivity of the well.

Key-words: producingwell, critical area of formation, colmatage, effective permeability, formation pressure, hydrodynamic investigations of wells, skin factor, collectordeformation.

* Работа выполнена при проведении исследований в рамках реализации ФЦП «Научные и научно-педагогические кадры инновационной России» на 2009–2013 гг.

Введение

В процессе разработки нефтяных месторождений снижение забойных и пластовых давлений может приводить к изменению фильтрационных свойств продуктивных пластов. Эксплуатация нефтедобывающих скважин зачастую осложняется формированием вблизи забоя зон с ухудшенной проницаемостью – призабойных зон пласта (ПЗП). Причины снижения проницаемости ПЗП могут быть различными: коагуляция пустотного пространства технологическими жидкостями при строительстве и подземных ремонтах скважин; деформации коллектора; разгазирование нефти; образование органических и неорганических отложений и др. [1].

При эксплуатации нефтедобывающих скважин в прискважинных зонах продуктивных пластов формируются депрессионные воронки. Со временем, при снижении пластовых и забойных давлений, такие воронки расширяются, охватывая значительные по площади участки залежей. Продуктивные пласты в прискважинных зонах в течение длительного времени испытывают дополнительную, в основном вертикальную, нагрузку, под действием которой коллектор деформируется. Упругие и пластические (необратимые) деформации приводят к изменению фильтрационно-емкостных свойств [2].

Качественная и количественная оценка состояния призабойных зон продуктивных пластов осуществляется при обработке кривых восстановления давления (КВД), получаемых в процессе гидродинамических исследований скважин на неустановившихся режимах [3–5].

Геолого-физическая характеристика рассматриваемой залежи

Объектом исследования является терригенная залежь в бобриковских отложениях Уньвинского нефтяного месторождения, при освоении которого выделены турнейско-фаменские (Т-Фм), бобриковские (Бб), тульские (Тл2-а), башкирско-

Таблица 1

Геолого-физическая характеристика бобриковской залежи

Параметр	Значение
Средняя глубина залегания, м	2194
Нефтенасыщенная толщина пласта, м	10,4
Пористость, %	17
Плотность пластовой нефти, кг/м ³	752
Динамическая вязкость пластовой нефти, мПа·с	1,16
Газосодержание, м ³ /т	101,6
Давление насыщения, МПа	14,22
Начальное пластовое давление, МПа	22,9

серпуховские (Бш-Срп), верейские (В3, В4) продуктивные пласты.

В статье приводятся результаты анализа данных исследований, характеризующих изменение состояния ПЗП добывающей скв. 364, эксплуатирующей пласт Бб на Палашерском поднятии. Геолого-физическая характеристика залежи приведена в табл. 1.

Промышленная разработка объекта началась в 1982 г. Система поддержания пластового давления организована в 1986 г. В начальный период разработки залежи пластовое давление снижалось, и к началу 1989 г. его величина составила 18,5 МПа. В последующий период разработки залежи, за счет интенсификации системы поддержания пластового давления (ППД), происходила его стабилизация. К началу эксплуатации скв. 364 (1996 г.) среднее пластовое давление по залежи составляло около 18 МПа.

Обработка результатов гидродинамических исследований

Для оценки состояния призабойной зоны пласта в процессе эксплуатации скв. 364 проанализированы данные гидродинамических исследований за период с мая 2001 по март 2008 г. при фонтанной эксплуатации скважины. В течение рассматриваемого периода на скважине проводились гидродинамические исследования на неустановившихся режимах. Полученные кривые восстановления дав-

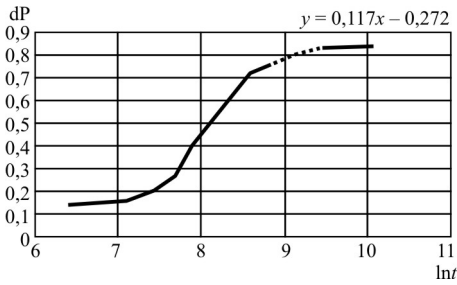


Рис. 1. Обработка КВД методом касательной

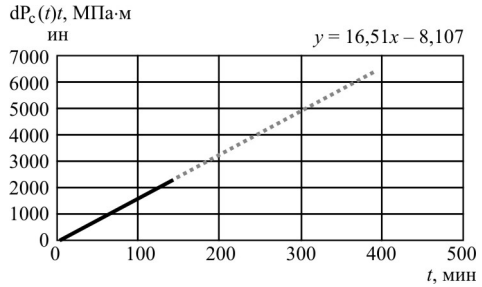


Рис. 2. Обработка КВД для скв. 364 методом произведения

Таблица 2

Исходные данные для КВД

Параметр	Значение												
Время измерений, мин	0	10	14	20	28	36	40	44	48	89	149	209	389
Давление на забое, МПа	15,65	15,79	15,80	15,81	15,86	15,92	15,98	16,05	16,09	16,37	16,45	16,48	16,49

ления обработаны методами касательной, произведения, детерминированных моментов давления (ДМД) с определением пластового давления, проницаемости удаленной и призабойной зон, радиуса (размеров) ПЗП [6]. В качестве примера на рис. 1–2 приведена обработка кривой восстановления давления, полученной в мае 2007 г. (табл. 2).

При обработке данных по методу касательной [7, 8] проницаемость удаленной зоны составила $0,718 \text{ мкм}^2$, скин-фактор равен 2,453, что указывает на ухудшенное состояние призабойной зоны.

Диагностический признак по методу ДМД [5, 9] имел значение 2,75, с учетом этого установлена проницаемость призабойной зоны, равная $0,259 \text{ мкм}^2$. Пластовое давление, определяемое по методу произведения [10, 11], составило 16,51 МПа (рис. 2).

По полученным значениям размеров и проницаемости призабойной зоны вычислена эффективная проницаемость коллектора с учетом его зональной неоднородности [12, 13]:

$$k_{\text{эф}} = \frac{\ln \frac{r_{\text{к}}}{r_{\text{с}}}}{\frac{1}{k_{\text{уэл}}} \ln \frac{r_{\text{к}}}{r_{\text{пзп}}} + \frac{1}{k_{\text{пзп}}} \ln \frac{r_{\text{пзп}}}{r_{\text{с}}}}, \quad (1)$$

где $r_{\text{к}}$, $r_{\text{пзп}}$ – радиусы соответственно контура питания и ПЗП; $k_{\text{уэл}}$, $k_{\text{пзп}}$ – проницаемость удаленной и призабойной зон пласта.

Оценка состояния призабойной зоны скважины

Результаты обработки КВД и показатели эксплуатации скважины представлены в табл. 3.

В период с 16.05.2001 по 22.04.2005 г. пластовое давление постепенно снижалось с 18,02 до 17,57 МПа, забойное давление увеличилось на 0,94 МПа. Депрессия на пласт уменьшилась в 2,65 раза – с 2,23 до 0,84 МПа, при этом коэффициент продуктивности скважины в течение двух лет увеличивался, что косвенно, с учетом изменения скин-фактора, указывает на постепенную очистку ПЗП от коагулирующего вещества в виде твердой и (или) жидкой фаз, привнесенного в пласт на стадиях строительства и освоения скважины. В 2005 г. пластовое давление составило около 77 % от начального давления в залежи. Продолжающийся процесс снижения забойного давления сопровождался существенным уменьшением коэффициента продуктивности. С учетом данных об изменении коэффи-

Таблица 3

Показатели эксплуатации и результаты обработки КВД скв. 364

Показатель	16.05.01	05.09.02	17.04.03	22.04.05	22.09.06	18.05.07	03.03.08
Дебит жидкости $Q_{ж}$, м ³ /сут	116,9	105,2	122,9	60,1	50,8	45	40,7
Забойное давление $P_{зab}$, МПа	15,79	16,03	16,12	16,73	16,43	15,65	14,97
Пластовое давление $P_{пл}$, МПа	18,02	17,81	17,55	17,57	17,24	16,51	15,78
Депрессия, МПа	2,23	1,78	1,43	0,84	0,81	0,86	0,81
Коэффициент продуктивности $K_{прод}$, м ³ /(сут·МПа)	52,6	59,2	85,9	71,6	62,7	52,3	50,3
Относительное изменение коэффициента продуктивности	1	1,125	1,643	1,360	1,192	0,995	0,955
Проницаемость пласта в удаленной зоне $k_{уд}$, мкм ²	1,540	1,045	0,952	0,901	0,783	0,718	0,578
Проницаемость пласта в при-скважинной зоне $k_{ПЗП}$, мкм ²	–	–	–	–	0,409	0,259	0,169
Размеры при-скважинной зоны $r_{ПЗП}$, м	–	–	–	–	21	23	28
Эффективная проницаемость $k_{эф}$, мкм ²	–	–	–	–	0,482	0,322	0,211
Скин-фактор s	3,1	1,43	–0,6	–0,096	0,697	2,453	2,941

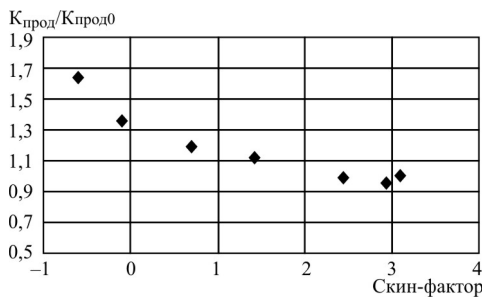


Рис. 3. Зависимость относительного коэффициента продуктивности от скин-фактора

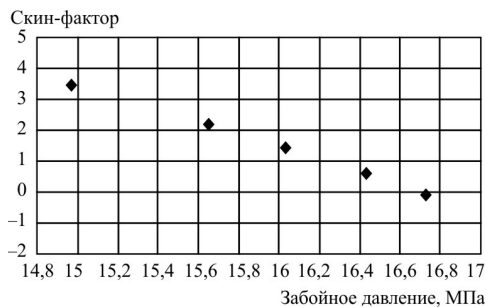


Рис. 4. Зависимость скин-фактора от забойного давления

циентов продуктивности при снижении $P_{пл}$ и $P_{зab}$, приведенных в работах [14, 15], изменение показателя работы скважины может быть связано с проявлением деформаций пласта, особенно в его при-скважинной зоне. Такой вывод основывается на следующем:

1. В течение всего анализируемого периода пластовое и забойное давления превышали $P_{нас}$, что исключило влияние газовой фазы на изменение фильтрационных характеристик пласта.

2. В течение этого периода на скважине не менялся способ эксплуатации и не проводились подземные ремонты, поэтому технологические жидкости не поступали в продуктивный пласт и не кольматировали ПЗП.

3. Обводненность продукции скважины составляла не более 5 %, т.е. данный фактор не оказывал заметного влияния на коэффициент продуктивности.

4. Динамика изменения скин-фактора в 2005–2008 гг. (см. табл. 3) указывает на снижение проницаемости пласта в ПЗП (рис. 3, 4).

5. Снижение депрессии на пласт в 2001–2003 гг. сопровождалось увеличением коэффициента продуктивности скважины при снижении проницаемости пород в удаленной части пласта (по данным КВД), что явно указывает на очистку ПЗП от кольматанта и на отсутствие процесса естественной кольматации, связанной с фильтрацией пластовых флюидов.

дов (отсутствие привноса кольматанта из пласта в ПЗП).

6. Процесс существенного снижения проницаемости ПЗП, коэффициента продуктивности и увеличения скин-фактора начался при снижении пластового давления более чем на 20 % по отношению к его начальному значению, что согласуется с результатами анализа, приведенными в работе [1].

Заключение

Анализ результатов, полученных при обработке КВД, приводит к следующим выводам:

– снижение пластовых и забойных давлений при разработке бобриковской залежи нефти Уньвинского месторождения сопровождается уменьшением проницаемости горных пород, коэффициентов продуктивности добывающих скважин и повышением степени зональной неоднородности пласта по проницаемости;

– основным фактором, определяющим процесс снижения коэффициента продуктивности скважин при пластовых и забойных давлениях, превышающих $P_{нас}$, являются деформации коллектора.

Список литературы

1. Назаров А.Ю. Влияние изменения пластового давления на показатели разработки нефтяной залежи: автореф. дис. ... канд. техн. наук. – Пермь, 1996. – 20 с.
2. Сонич В.П., Черемисин Н.А., Батурич Ю.Е. Влияние снижения пластового давления на фильтрационно-емкостные свойства пород // Нефтяное хозяйство. – 1997. – № 9. – С. 52–57.
3. РД 39-100-91. Методическое руководство по гидродинамическим, промыслово-геофизическим и физико-химическим методам контроля и разработки нефтяных месторождений. – М., 1991. – 541 с.
4. Чернов Б.С., Базлов М.Н., Жуков А.И. Гидродинамические методы исследования скважин и пластов. – М.: Гостоптехиздат, 1960. – 319 с.
5. Horner D.R. Pressure build-up in wells // Proceedings, Third World Pet. Congress. – 1951. – Sect. II. – P. 503–521.
6. Ерофеев А.А., Пономарева И.Н., Турбаков М.С. Оценка условий применения методов обработки кривых восстановления давления скважин в карбонатных коллекторах // Инженер-нефтяник. – 2011. – № 3. – С. 12–15.
7. Пономарева И.Н., Савчик М.Б., Ерофеев А.А. Условия применения скин-фактора для оценки состояния прискважинных зон продуктивных пластов // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 7. – С. 114–115.
8. Шагиев Р. Г. Исследование скважин по КВД. – М.: Наука, 1998. – 304 с.
9. Earlaugher R.C. Jr., Kerch K.M. Analysis of short-time transient test data by type-curve matching // J. Pet. Tech. – 1974. – № 26. – P. 793–800.
10. Ерофеев А.А., Пономарева И.Н., Мордвинов В.А. К определению пластового давления при гидродинамических исследованиях скважин в карбонатных коллекторах // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 4. – С. 98–100.
11. Pollard P. Evaluation of acid treatments from pressure buildup analysis // Petroleum Technology. – 1959. – № 3. – P. 38–43.
12. Басниев К.С. Подземная гидромеханика. – М.: Недра, 1993. – 415 с.
13. Чодри А. Гидродинамические исследования нефтяных скважин: пер. с англ. – М.: Премиум Инжиниринг, 2011. – 687 с.
14. Мордвинов В.А., Поплыгин В.В. Изменение продуктивности добывающих скважин при снижении пластовых и забойных давлений // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 8. – С. 120–122.
15. A new set of type curves simplifies well test analysis / D. Bourdet [et al.] // World oil. – 1983. – May. – P. 95–106.

References

1. Nazarov A.Ju. Vlijanie izmenenija plastovogo davlenija na pokazateli razrabotki nefljanoj zalezhi [Effect of changes in reservoir pressure at rates of developing oil deposits]: avtoref. dis. ... kand. tehn. nauk, Perm, 1996. 20 s.

2. Sonich V.P., Cheremisin N.A., Baturin Ju.E. Vlijanie snizhenija plastovogo davlenija na fil'tracionno-emkostnye svojstva porod [The impact of lower reservoir pressure in reservoir properties of rocks]. *Neftjanoe hozjajstvo*, 1997, no. 9, pp. 52–57.
3. RD 39-100-91. Metodicheskoe rukovodstvo po gidrodinamicheskim, promyslivo-geofizicheskim i fiziko-himicheskim metodam kontroljai razrabotki neftjanyh mestorozhdenij [Methodological guide for hydrodynamic, geophysical and physical-chemical methods of control and the development of oil fields]. Moscow, 1991. 541 s.
4. Chernov B.S., Bazlov M.N., Zhukov A.I. Gidrodinamicheskie metody issledovanija skvazhin i plastov [Hydrodynamic methods for wells and reservoirs]. Moscow: Gostoptehizdat, 1960. 319 s.
5. Horner D.R. Pressure build-up in wells. *Proceedings, Third World Pet. Congress*, 1951, Sect. II, pp. 503–521.
6. Erofeev A.A., Ponomareva I.N., Turbakov M.S. Ocenka uslovij primeneniya metodov obrabotki krivyh vosstanovlenija davlenija skvazhin v karbonatnyh kollektorah [Evaluation of the conditions of application of methods of processing curves of pressure recovery wells in carbonate reservoirs]. *Inzhener-neftjanik*, 2011, no. 3, pp. 12–15.
7. Ponomareva I.N., Savchik M.B., Erofeev A.A. Usloviya primeneniya skin-faktora dlja ocenki sostojanija priskvazhinnyh zon produktivnyh plastov [Terms of skin factor for the assessment of the near-wellbore zone of reservoirs]. *Neftjanoe hozjajstvo*, 2011, no. 7, pp. 114–115.
8. Shagiev R.G. Issledovanie skvazhin po KVD [Study of HPC wells]. Moscow: Nauka, 1998. 304 s.
9. Earlaugher R.C.Jr., Kerch K.M. Analysis of short-time transient test data by type-curve matching. *J. Pet. Tech.*, 1974, no. 26, pp. 793–800.
10. Erofeev A.A., Ponomareva I.N., Mordvinov V.A. K opredeleniju plastovogo davlenija pri gidrodinamicheskih issledovanijah skvazhin v karbonatnyh kollektorah [To definition, the reservoir pressure during the welltest in carbonate reservoirs]. *Neftjanoe hozjajstvo*, 2011, no. 4, pp. 98–100.
11. Pollard P. Evaluation of acid treatments from pressure buildup analysis. *Petroleum Technology*, 1959, no. 3, pp. 38–43.
12. Basniev K.S. Podzemnaja gidromehanika [Underground Fluid]. Moscow: Nedra, 1993. 415 s.
13. Chodri A. Gidrodinamicheskie issledovanija neftjanyh skvazhin [Hydrodynamic studies of oil wells]. Moscow: Premium Inzhiniring, 2011. 687 s.
14. Mordvinov V.A., Voevodkin V.L. Izmenenie produktivnosti dobyvajuwih skvazhin pri snizhenii plastovyh i zaboynyh davlenij [The productivity of wells in the reservoir and reduce bhp]. *Neftjanoe hozjajstvo*, 2011, no. 8, pp. 120–122.
15. Bourdet D. A new set of type curves simplifies well test analysis. *World oil*, 1983, May, pp. 95–106.

Об авторов

Ерофеев Артем Александрович (Пермь, Россия) – ассистент кафедры нефтегазовых технологий Пермского национального исследовательского политехнического университета (614990, г. Пермь, Комсомольский пр., 29; e-mail: erofeev.a@bk.ru).

Мордвинов Виктор Антонович (Пермь, Россия) – кандидат технических наук, доцент, профессор кафедры нефтегазовых технологий Пермского национального исследовательского политехнического университета (614990, г. Пермь, Комсомольский пр., 29; e-mail: erofeev.a@bk.ru).

About the authors

Erofeev Artem Aleksandrovich (Perm, Russian Federation) – assistant, Department for oil and gas technologies, Perm National Research Polytechnic University (614990, Perm, Komsomolsky ave., 29; e-mail: erofeev.a@bk.ru).

Mordvinov Viktor Antonovich (Perm, Russian Federation) – candidate of technical sciences, docent, professor, Department for oil and gas technologies, Perm National Research Polytechnic University (614990, Perm, Komsomolsky ave., 29; e-mail: erofeev.a@bk.ru).

Получено 11.05.2012