

Neogene]. *Stratigrafiya. Geologicheskaya korrelyatsiya* [Stratigraphy. Geological Correlation], 2010, Vol. 18, no. 2, pp. 99–124.

14. Fadeeva N. P. Rasseyannoe organicheskoe veshchestvo kaynozoysskikh otlozheniy Zapadno-Kubanskogo progiba [Dispersed organic matter Cenozoic West Kuban Trough]. *Neftematerinskie svity i printsipy ikh diagnostiki* [Oil source rock and the principles of their diagnosis], Moscow, Nauka, 1979, pp. 248–255.

15. Shardanov A. N. Tipy neftegazovykh zalezhey Kubani i usloviya ikh formirovaniya [Types an oil reservoir Kuban and the conditions of their formation transformation]. *Problemy neftyanoy geologii i voprosy metodiki laboratornykh issledovaniy* [Problems of petroleum geology and questions of methodology of laboratory research], Leningrad, Gosoptekhizdat, 1960, issue 27, pp. 55–72.

16. Chaitskiy V. P., Matvienko V. N. Zavisimost preobrazovannosti organicheskogo veshchestva osadochnykh porod ot teplovogo rezhima nedr [Dependence of transformation of organic matter sedimentary rocks from the subsurface thermal regime]. Moscow, AN SSSR, no. 9, 1981, pp. 110–117.

ИССЛЕДОВАНИЕ ФОРМИРОВАНИЯ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

Ерофеев Артем Александрович, аспирант

Пермский национальный исследовательский политехнический университет
614000, Российская Федерация, г. Пермь, Комсомольский пр-т, 29
E-mail: erofeev.a@bk.ru

Приведены результаты исследования процесса формирования призабойной зоны пласта на примере нескольких добывающих скважин Уньвинского нефтяного месторождения. Эксплуатация нефтедобывающих скважин зачастую осложняется формированием вблизи забоя зон с ухудшенной проницаемостью – призабойных зон пласта (ПЗП). Причины снижения проницаемости в ПЗП могут быть различными: кольматация пустотного пространства технологическими жидкостями при строительстве и ремонтах скважин; деформации коллектора; разгазирование нефти; образование органических и неорганических отложений. 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. Установление причин снижения проницаемости ПЗП в конкретных случаях является довольно сложной задачей. В данной статье приводятся результаты исследования процесса формирования ПЗП на примере двух добывающих скважин Уньвинского нефтяного месторождения (бобриковская терригенная залежь). Средняя глубина залегания залежи составляет 2194 м, давление насыщения нефти газом и начальное пластовое давление соответственно равны 14,22 МПа и 22,9 Мпа. При эксплуатации скважины с забойными давлениями выше давления насыщения нефти газом формирование ПЗП с ухудшенными коллекторскими свойствами может происходить за счет деформации порового пространства даже при незначительном изменении пластового и забойного давления. Диагностирование состояния призабойных зон может быть осуществлено по данным гидродинамических исследований методом восстановления давления. Одна из актуальных задач – определение причин изменения проницаемости коллектора в ПЗП может быть решена посредством совместного анализа данных гидродинамических исследований и геолого-промысловой информации.

Ключевые слова: призабойная зона пласта, добывающая скважина, эффективная проницаемость

INVESTIGATION OF THE FORMATION PROCESS FOR OIL WELLS IN THE BOTTOM-HOLE ZONE OF THE UNVINSKOYE FIELD

Yerofeev Artem A.

Post-graduate student

National Research Perm Polytechnical University

29 Komsomolskiy Ave, Perm, Russian Federation, 614000

E-mail: erofeev.a@bk.ru

The article describes the creation of bottom-hole formation zone (BhFZ) oil wells in the Unvinskoye field (Perm Region). It adds that these zones are often located near the bottom of impaired permeability-face zones (PFZs), which complicate the extraction of their oil reserves. Subsequently, the critique mulls several reasons for the decrease in PFZs' permeability, with these likely to include colmatation voids. The latter, the paper relates, process fluids during construction and maintenance of wells, reservoir deformation, oil degassing, and organic and inorganic deposit placement. Ongoing qualitative and quantitative assessments of reservoir-found BhFZs have revealed a pressure build-up curve during unsteady well-trial conditions. However, as the review notes, the causes of permeability reduction in specific cases have yet to be determined. At this stage, the commentary shifts its focus to summarizing the results of a PFZ-based BhFZ study, citing the example of two producing wells in the Unvinskoye field (in Bobrikovsky terrigenous sediment deposit). Unvinskoye's average depth is 2194 m, while the saturation pressure of the initial hydrocarbon (oil and gas) reserves are respectively placed at 14.22 MPa and 22.9 MPa. When operating the wells, the research paper says, down-hole pressure sometimes appears during the oil-gas saturation stage. This may be one cause of PFZs' degraded reservoir quality; another may be deformations in the pore space leading to slight changes in the zones' structural formation. In conclusion, the blueprint states that diagnosis of the face-zone condition could be implemented via a hydrodynamic method based on pressure recovery. The long-term objective should be, it indicates, to determine the causes behind permeability changes in the PFZ and to mitigate or prevent them through reliance on hydrodynamic analyses and geological field data.

Key words: bottom-hole zone, producing wells, effective permeability

Проанализированы данные гидродинамических исследований скважин за период времени с апреля 2004 г. по август 2009 г. В течение рассматриваемого периода на скважинах проведено несколько исследований на неустановившихся режимах. Полученные кривые восстановления давления обработаны методами касательной, произведения, детерминированных моментов давления с определением пластового давления, проницаемости удаленной и призабойной зон, радиуса ПЗП. Определена эффективная проницаемость коллектора по (1) в случаях его зональной неоднородности. Результаты обработки КВД и показатели эксплуатации скв. 364 представлены в таблице.

$$k_{эф} = \frac{\ln r_k / r_c}{\frac{1}{k_{узн}} \ln r_k / r_{пзп} + \frac{1}{k_{пзп}} \ln r_{пзп} / r_c}, \quad (1)$$

где r_k , $r_{пзп}$ – радиусы, соответственно, контура питания и ПЗП; $k_{узн}$, $k_{пзп}$ – проницаемость удаленной и призабойной зон пласта.

Для скв. 364 за рассматриваемый период характерно увеличение дебита жидкости, достигнутое за счет снижения забойного давления. При этом коэффициент продуктивности скважины постепенно снижается. Анализируя приведенные в таблице результаты обработки КВД, можно сделать вывод, что в начале рассматриваемого периода времени дренируемый пласт зонально однороден, далее гидродинамическое состояние ПЗП ухудшается, снижается ее проницаемость, увеличивается радиус, возрастает скин-фактор. Очевидно, ухудшение состояния призабойной зоны и является основной причиной снижения продуктивности скважины.

Из анализа геолого-промыслового материала следует, что за рассматриваемый период на скважине не проводили ни капитальных, ни текущих ремонтов, поэтому кольтматация ПЗП различного рода технологическими жидкостями не может быть причиной снижения проницаемости этой зоны. Пластовое и забойное давления в течение всего периода были выше давления насыщения, что исключает также и разгазирование нефти как вероятную причину ухудшения состояния призабойной зоны. Очевидно, что причиной данного явления следует считать деформации коллектора, и для оценки правильности выдвинутого предположения построены графики зависимости характеристик ПЗП от забойного давления (рис.).

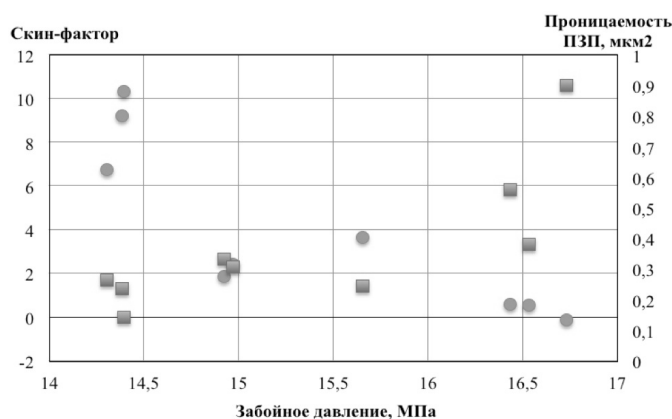


Рис. Зависимость скин-фактора и проницаемости ПЗП от забойного давления (скв. 364)

Таблица

Показатели эксплуатации и результаты обработки КВД скв. 364

Показатель	22.04.05	22.09.06	16.02.07	18.05.07	11.12.07	03.03.08	02.07.08	27.02.09	24.08.09
Дебит жидкости $Q_{ж}, м^3/сут.$	60,1	50,8	47,7	45	41	40,7	76,3	66	66,7
Забойное давление $P_{зб}, МПа$	16,73	16,43	16,53	15,65	14,92	14,97	14,38	14,3	14,39
Пластовое давление $P_{пл}, МПа$	17,57	17,24	17,24	16,51	15,67	15,78	15,86	15,54	15,66
Коэффициент продуктивности $K_{прод}, м^3/(сут. \cdot МПа)$	71,55	62,72	67,18	52,33	54,67	50,25	51,55	53,23	52,52

Относительное изменение коэффициента продуктивности	1,000	0,877	0,939	0,731	0,764	0,702	0,720	0,744	0,734
Проницаемость пласта в удаленной зоне $k_{узп}$, мкм ²	0,901	0,977	1,019	1,172	1,043	1,023	0,945	0,794	0,933
Проницаемость пласта в прискважинной зоне $k_{пзп}$, мкм ²	0,901	0,562	0,381	0,246	0,334	0,308	0,238	0,265	0,145
Размеры прискважинной зоны $r_{пзп}$, м	-	24	30	26	24	30	42	66	67
Эффективная проницаемость $k_{эф}$, мкм ²	0,901	0,644	0,460	0,321	0,419	0,380	0,287	0,299	0,169
Скин-фактор, s	-0,096	0,608	0,578	3,669	1,899	2,448	9,235	6,757	10,343

Данное предположение подтверждается приведенными в таблице данными об изменении коэффициента продуктивности и величины скин-фактора. Характер представленной зависимости позволяет сделать вывод о снижении продуктивности скважины при ухудшении состояния ПЗП (увеличении скин-фактора).

Представленные зависимости, демонстрирующие значительное ухудшение характеристик ПЗП, свидетельствуют о проявлениях деформаций коллектора при снижении забойного давления, что, в свою очередь, приводит к снижению продуктивности скважины.

На скв. 224, характеризующейся зональной однородностью дренируемого коллектора в начале рассматриваемого периода, затем проницаемость ПЗП снижается, а спустя некоторое время восстанавливается.

Практически неизменные на протяжении длительного периода времени забойное и пластовое давления, превышающие давление насыщения нефти газом, исключают деформации коллектора и разгазирование нефти как возможные причины снижения проницаемости призабойной зоны.

Ухудшение гидродинамического состояния ПЗП диагностировано при обработке КВД, полученной после проведения на скважине подземного ремонта с глушением технической водой. Других геолого-технических мероприятий на скважине не проводилось. Очевидно, что кольтматация пустотного пространства при проведении ремонта скважины привела к ухудшению характеристик ПЗП, что подтверждается увеличением скин-фактора сразу после проведения ремонта более чем в 3 раза. В ходе дальнейшей эксплуатации скважины, очевидно, произошел вынос кольтматирующих частиц потоком жидкости и восстановление проницаемости коллектора.

Список литературы

1. Басниев К. С. Подземная гидромеханика: учеб. для вузов / К. С. Басниев. – Москва : Недра, 1993. – 415 с.
2. Ерофеев А. А. К определению пластового давления при гидродинамических исследованиях скважин в карбонатных коллекторах / А. А. Ерофеев, И. Н. Пономарева, В. А. Мордвинов // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 4. – С. 98–100.
3. Капцанов Б. С. Диагностирование фильтрационных моделей по КВД на

основании детерминированных моментов давления. / Б. С. Капцанов // Труды ВНИИ. – 1980. – Вып. 73. – С. 78.

4. Мордвинов В. А. Изменение продуктивности добывающих скважин при

снижении пластовых и забойных давлений / В. А. Мордвинов, В. В. Поплыгин

// Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 8. – С. 120–122.

5. Назаров А. Ю. Влияние изменения пластового давления на показатели разработки нефтяной залежи : автореф. ... дис. канд. техн. наук / А. Ю. Назаров. – Пермь. – 1996. – 20 с.

6. Пономарева И. Н. Условия применения скин-фактора для оценки состояния прискважинных зон продуктивных пластов / И. Н. Пономарева, М. Б. Савчик, А. А. Ерофеев // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 7. – с. 114–115.

7. РД 39-100-91. Методическое руководство по гидродинамическим, промыслово-геофизическим и физико-химическим методам контроля разработки нефтяных месторождений. – Москва, 1991. – 541 с.

8. Сонич В. П. Влияние снижения пластового давления на фильтрационно-емкостные свойства пород / В. П. Сонич, Н. А. Черемисин, Ю. Е. Батурин // Нефтяное хозяйство. – 1997. – № 9. – С. 52–57.

9. Чарный И. А. Подземная гидрогазомеханика / И. А. Чарный. – Москва : Гостоптехиздат, 1963. – 369 с.

10. Чернов Б. С., Базлов М. Н., Жуков А. И. Гидродинамические методы исследования скважин и пластов / Б. С. Чернов, М. Н. Базлов, А. И. Жуков. – Москва : Гостоптехиздат, 1960. – 319 с.

11. Чодри А. Гидродинамические исследования нефтяных скважин / А. Чодри, пер. с англ. – Москва : Премиум Инжиниринг, 2011. – 687 с.

12. Шагиев Р. Г. Исследование скважин по КВД / Р. Г. Шагиев. – Москва : Наука, 1998. – 304 с.

13. Earlaugher R. C., Kerch K. M. Analysis of Short-Time Transient Test Data by Type-Curve Matching / R. C. Earlaugher., K. M. Kerch // J. Pet. Tech. – 1974. – № 26. – P. 793–800.

14. Horner D. R. Pressure Build-Up in Wells / D. R. Horner // Proceedings Third World Pet. Congress. – Sect. II. – 1951. – P. 503–521.

15. Pollard P. Evaluation of Acid Treatments From Pressure Buildup Analysis / P. Pollard // Petroleum Technology. – 1959. – № 3. – P. 38–43.

References

1. Basniev K. S. Podzemnaya gidromekhanika [Underground Fluid]. Moscow, Nedra, 1993, 415 p.

2. Yerofeev A. A., Ponomareva I. N., Mordvinov V. A. K opredeleniyu plastovogo davleniya pri gidrodinamicheskikh issledovaniyakh skvazhin v karbonatnykh kollektorakh [Determination of reservoir pressure during hydrodynamic studies of wells in carbonate reservoirs]. *Neftyanoe khozyaystvo* [Oil Industry], 2011, no. 4, pp. 98–100.

3. Kaptsanov B. S. Diagnostirovanie filtratsionnykh modeley po KVD na osnovanii determinirovannykh momentov davleniya [Diagnosing filtration models based on HPC deterministic moments of pressure]. *Trudy VNI* [Proceedings of the Research Institute], 1980, issue 73, pp. 78.

4. Mordvinov V. A., Poplygin V. V. Izmenenie produktivnosti dobyvayushchikh skvazhin pri snizhenii plastovykh i zaboinykh davleniy [The productivity of wells in the reservoir and reduce bhp]. *Neftyanoe khozyaystvo* [Oil Industry], 2011, no. 8, pp. 120–122.

5. Nazarov A. Yu. Vliyanie izmeneniya plastovogo davleniya na pokazateli razrabotki neftyanoy zalezhi [Effect of changes in reservoir pressure at rates of developing oil deposits]. Perm, 1996, 20 s.
6. Ponomareva I. N., Savchik M. B., Yerofeev A. A. Usloviya primeneniya skin-faktora dlya otsenki sostoyaniya priskvazhinnykh zon produktivnykh plastov [Terms of skin factor for the assessment of the near-wellbore zone of reservoirs]. *Neftyanoe khozyaystvo* [Oil Industry], 2011, no.7, pp. 114–115.
7. Metodicheskoe rukovodstvo po gidrodinamicheskim, promyslovo-geofizicheskim i fiziko-khimicheskim metodam kontrolya razrabotki neftyanykh mestorozhdeniy [Methodological guide for hydrodynamic, geophysical and physical-chemical methods of control of oil fields]. Moscow, 1991, 541 p.
8. Sonich V. P., Cheremisin N. A., Baturin Yu. Ye. Vliyanie snizheniya plastovogo davleniya na filtratsionno-emkostnye svoystva porod [The impact of lower reservoir pressure in reservoir properties of rocks]. *Neftyanoe khozyaystvo* [Oil Industry], 1997, no.9, pp. 52–57.
9. Charnyy I. A. Podzemnaya gidrogazomekhanika [Underground gidrogazomekhanika]. Moscow, Gostoptekhizdat, 1963, 369 p.
10. Chernov B. S., Bazlov M. N., Zhukov A. I. Gidrodinamicheskie metody issledovaniya skvazhin i plastov [Hydrodynamic methods for wells and reservoirs]. Moscow, Gostoptekhizdat, 1960, 319 p.
11. Chodri A. Gidrodinamicheskie issledovaniya neftyanykh skvazhin [Hydrodynamic studies of oil wells]. Moscow, Premium Inzhiniring, 2011, 687 p.
12. Shagiev R. G. Issledovanie skvazhin po KVD [Study wells HPC]. Moscow, Nauka, 1998, 304 p.
13. Earlaugher R. C., Kerch K. M. Analysis of Short-Time Transient Test Data by Type-Curve Matching. *J. Pet. Tech.*, 1974, no. 26, pp. 793–800.
14. Horner D. R. Pressure Build-Up in Wells. 1951, pp. 503–521.
15. Pollard P. Evaluation of Acid Treatments From Pressure Buildup Analysis. *Petroleum Technology*, 1959, no. 3, pp. 38–43.

ГЕОЭКОЛОГИЧЕСКОЕ И ГЕОХИМИЧЕСКОЕ РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ГАЗА И КОНДЕНСАТА НА АСТРАХАНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Халед Гамаль Эльмаадави, аспирант

Астраханский государственный университет
414056, Российская Федерация, г. Астрахань, ул. Татищева, 20а
E-mail: geologi2007@yandex.ru

Алмамедов Ялчин Лачин оглы, аспирант

Астраханский государственный университет
414056, Российская Федерация, г. Астрахань, ул. Татищева, 20а
E-mail: geologi2007@yandex.ru

Серебрякова Валентина Ивановна, аспирант

Астраханский государственный университет
414056, Российская Федерация, г. Астрахань, ул. Татищева, 20а
E-mail: geologi2007@yandex.ru

Изложены закономерности распределения газовых компонентов по площади и разрезу Астраханского ГКМ. Геоэкологические и геохимические особенности распространения компонентов газов и конденсата Астраханского газоконденсатного месторождения оказывают влияние на оптимизацию освоения ресурсов. Отношения между этими ком-