

# Методологические основы оценки фильтрационно-емкостных свойств продуктивного горизонта при эксплуатации его горизонтальными скважинами

Самира Вагиф АББАСОВА\*

Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности, Азербайджан, Баку

**Актуальность работы.** В статье проведен обзор информации о строении и свойствах нефтяных пластов, об условиях сосредоточения и фильтрации в них нефти. Применение горизонтальных скважин с учетом фильтрационно-емкостных характеристик пласта позволяет значительно увеличить площадь контакта с нефтенасыщенным пластом, обеспечить максимальный охват выработкой и тем самым сократить время разработки и снизить затраты на добычу нефти.

**Цель работы.** Рассмотрены основные концепции разработки коллектора и их прикладное применение к горизонтальным скважинам в сравнении с вертикальными скважинами.

**Методы исследования.** Дан сравнительный анализ показателя фильтрационно-емкостных свойств продуктивного горизонта при эксплуатации его горизонтальными и вертикальными скважинами.

**Результаты.** Проведен анализ влияния скин-зоны на фильтрационно-емкостные характеристики пласта. На конкретном примере были подсчитаны потери давлений для горизонтальных и вертикальных скважин с целью проведения сравнительного анализа рассматриваемых скважин. Показано, что при одном и том же значении положительного скин-фактора потери давления в скин-зоне горизонтальной скважины всегда меньше его значения в вертикальной. Горизонтальные скважины могут выдержать большую степень повреждения, чем вертикальные, без значительной потери дебита.

Проведенный анализ показывает, что нарушение в окрестности призабойной зоны скважины вследствие закупоривания порового пространства коллектора приводит к образованию зоны с пониженной проницаемостью и дополнительных потерь давления – скин-зоны. Поэтому предварительно перед принятием решения о воздействии на призабойную зону горизонтальной скважины необходимо оценить величину падения давления в скин-зоне и сравнить ее с общим перепадом давления между пластом и забоем, проницаемость скин-зоны с проницаемостью пласта.

**Выводы.** Для своевременного воздействия на призабойную зону скважины с целью улучшения проницаемости этой зоны и повышения продуктивности скважины необходимо оценить величину падения давления в скин-зоне.

**Ключевые слова:** коллектор, скважины, дебит, перепад давления, проницаемость, скин-фактор, скин-зона, фильтрационно-емкостные свойства.

С целью эффективного управления процессом извлечения нефти из пластов и для решения проблемы улучшения фильтрационных свойств флюидов, увеличения нефтеотдачи пластов для начала необходимо обладать информацией о строении и свойствах нефтяных коллекторов, об условиях сосредоточения и фильтрации в них нефти. Известно, что степень насыщенности нефтью глубокозалегающих плотных, пористых, слабоцементированных пород, в основном представленных песчаниками, известняками или доломитами, неравномерна. Вследствие беспорядочного расчленения нефтегазоносных пластов непроницаемыми линзами, пропластками и слоями различной мощности наблюдается бессистемное изменение физических и фильтрационно-емкостных свойств.

Обычно нефтегазоносные отложения характеризуются широким фракционным составом – породы чаще мелкозернистые, реже – среднезернистые, содержащие различное количество примесей.

Итак, нефтегазовый коллектор – горная порода, которая обладает свойствами, позволяющими накапливать газ, нефть, воду и фильтровать их при наличии перепада давления [1–4].

Основные критерии коллектора нефти и газа – его емкостная и фильтрационная характеристики, определяемые пористостью, проницаемостью, а в более общем виде – типом коллектора.

Различают следующие виды коллекторов нефти и газа: терригенные и карбонатные.

Состав терригенных пород представляет собой комплекс обломочных осадочных отложений, а также зерна с широким спектром размеров, которые имеют различный тип цементации. Обычно эти породы сложены в разной мере цементированными песчаниками, алевролитами, а также в виде смеси их с глинами и аргиллитами и по минералогическому составу – кварцевые и полимиктовые.

Для терригенных пород-коллекторов фильтрационные свойства изменяются в достаточно широком диапазоне. Проницаемость их колеблется в пределах от 3–5 до 0,0001–0,001 мкм<sup>2</sup>, а пористость – от 25–26 до 12–14 %.

Карбонатные породы состоят из известняков и доломитов, основное различие которых заключается в типе пустотного пространства и, как следствие – в емкостных характеристиках. Мелкозернистые, слабопроницаемые, мелкопористые карбонатные коллекторы, обладающие низкой полезной емкостью и плохими фильтрационными свойствами, такими как пористость 8–15 %, проницаемость 0,0001–0,001 мкм<sup>2</sup>, являются сильно перекристаллизованными породами (матрицы). Емкостные свойства карбонатных коллекторов этого типа связаны с пористостью матриц, а фильтрационные свойства – с трещиноватостью пород.

Высокопористые, высокопроницаемые карбонатные коллекторы – хорошие объекты для разработки.

Рассмотрим основные концепции разработки коллектора и их прикладное применение к горизонтальным скважинам в сравнении с вертикальными скважинами.

Известно, что вокруг ствола скважины с измененной или уменьшенной проницаемостью (скин-зона) имеется зона дополнительных потерь давления, в результате чего при определенной скорости потока замеренное пластовое давление оказывается меньше, чем теоретически рассчитанное. Необходимым условием при бурении скважины является

\* [abbasovasamira@mail.ru](mailto:abbasovasamira@mail.ru)

 <https://orcid.org/0000-0002-4120-8452>

положительное давление в стволе скважины, служащее для предотвращения притока пластовых флюидов в скважину. Проникновение же незначительного количества бурового раствора в коллектор приводит к ухудшению фильтрационно-емкостных свойств пласта и, как следствие, к образованию в стволе скважины зоны с пониженной проницаемостью.

Ван Эвердиген и Херст назвали это зоной проникновения фильтрата, или поврежденной зоной, скин-зоной и связанное с этой зоной снижение давления скин-эффектом [5–10].

Как известно, породы с высокой проницаемостью имеют более протяженную зону проникновения бурового раствора, но при этом снижение проницаемости в этих породах незначительно и положительные значения скин-фактора при этом также незначительны. Напротив, в породах с низкой проницаемостью толщина зоны вторжения незначительна, но при этом снижение проницаемости в этой зоне значительно, что приводит к высокому положительному значению скин-фактора после бурения. По всей вероятности, это связано с тем, что высокопроницаемые породы имеют большие размеры поровых каналов, которые не полностью блокируются. А вот низкопроницаемые породы с маленькими размерами пор полностью блокируются твердой фазой.

Таким образом, повреждение в зонах с высокой проницаемостью относительно меньше, чем в зонах с низкой проницаемостью.

Нарушение проницаемости призабойной зоны скважины оказывает сильное влияние на величину понижения забойного динамического давления, соответствующего заданному дебиту скважины, а следовательно, на величину коэффициента продуктивности скважины.

Как правило, скин-факторы оцениваются с помощью опробования скважины испытателем пластов или методом восстановления давления. Зная скин-фактор, можно рассчитать потери давления вдоль поврежденных зон.

Для вертикальной скважины потери давления  $\Delta P_s$  зависят от  $q/h$ , т. е. от дебита на единицу длины пласта:

$$(\Delta P_s)_{\text{вер}} = \frac{S\mu Bq}{2k\pi h}. \quad (1)$$

Следовательно, для горизонтальной скважины потери давления ( $\Delta P_s$ ) зависят от  $q/L$ , т. е. от дебита приходящегося на единицу длины горизонтального ствола.

$$(\Delta P_s)_{\text{гор}} = \frac{S\mu Bq}{2k\pi L}, \quad (2)$$

где  $S$  – скин-фактор;  $\mu$  – вязкость;  $B$  – объемный коэффициент;  $k$  – проницаемость;  $q$  – дебит скважины;  $h$  – мощность пласта;  $L$  – длина забоя горизонтальной скважины.

Важнейшим фактором считается то, что при одном и том же значении положительного скин-фактора потери давления в скин-зоне горизонтальной скважины всегда меньше его значения вертикальной. Связано это с тем, что величина дебита, приходящаяся на длину вскрытой толщины пласта для горизонтальной скважины, намного меньше, чем для вертикальной. Горизонтальные скважины могут выдержать большую степень повреждения, чем вертикальные, без значительной потери дебита [11–15].

Для интерпретации проведенного анализа в качестве примера были использованы данные по вертикальной скважине А 55 и горизонтальной скважине С 27 месторождения N. Опробирование данных скважин показало, что скин-фактор положительный и равен  $S = +1$ . По формулам (1) и (2) были подсчитаны падения давления в скин-зоне, т. е. поврежденной зоне, для каждой из рассматриваемых скважин.

В результате расчета величина падения давления для вертикальной скважины составила  $(\Delta P_s)_{\text{вер}} = 3$  мПа, а для горизонтальной скважины  $(\Delta P_s)_{\text{гор}} = 0,12$  мПа. Данный пример ясно показывает, что для определенного положительного скин-фактора падение давления через скин-зону значительно меньше для горизонтальной скважины, чем для вертикальной. Это дает возможность судить о том, что применение конкретного метода воздействия на призабойную зону пласта с целью улучшения проницаемости в случае горизонтальной скважины будет иметь меньшую эффективность с точки зрения повышения ее продуктивности, чем вертикальной скважины. Поэтому предварительно перед принятием решения о воздействии на призабойную зону горизонтальной скважины необходимо оценить величину падения давления в скин-зоне и сравнить ее с общим перепадом давления между пластом и забоем, проницаемость скин-зоны с проницаемостью пласта. Это сравнение может быть в дальнейшем использовано для определения необходимости своевременного воздействия на призабойную зону скважины (гидроразрыв пласта, кислотная обработка забоя, перфорация и т. д.) с целью улучшения проницаемости этой зоны и повышения продуктивности скважины.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Зубов В. П. Применяемые технологии и актуальные проблемы ресурсосбережения при подземной разработке пластовых месторождений полезных ископаемых // Горный журнал. 2018. № 6. С. 77–83. <https://doi.org/10.17580/gzh.2018.06.16>
2. Закревский К. Е., Кундин А. С. Особенности геологического 3D моделирования карбонатных и трещиноватых резервуаров. М.: Белый ветер, 2016. 404 с.
3. Ермолкин В. И., Керимов В. Ю. Геология и геохимия нефти и газа. М.: Недра, 2012. 460 с.
4. Ли Дж., Ваттенбаргер Р. А. Инжиниринг газовых резервуаров. Ижевск: ИКИ, 2014. 944 с.
5. Латышев О. Г., Корнилов М. В. Исследование фрактальных характеристик трещинной структуры горных пород как критерия их прочности // Горный журнал. 2015. № 9. С. 17–21. <https://doi.org/10.17580/gzh.2015.09.03>
6. Joshi S. D. Horizontal Well Technology. Tulsa, Oklahoma, USA: Pennwell Publishing Company, 1991. 535 p. URL: <https://oilworldtoday.files.wordpress.com/2017/05/horizontal-well-technology.pdf>
7. Батлер Р. М. Горизонтальные скважины для добычи нефти, газа и битумов. Ижевск: ИКИ, 2010. 536 с.
8. Алиев З. С., Котлярова Е. М. Технология применения горизонтальных газовых скважин. М.: РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина, 2015. 156 с.

9. Яраханова Д. Г. Управление выработкой запасов нефти, дренируемых горизонтальными скважинами // Нефтяное хозяйство. 2015. № 4. С. 56–58.
10. Яраханова Д. Г. О целесообразности применения горизонтальных технологий нефтеизвлечения с учетом геолого-технологических условий // Нефтяное хозяйство. 2015. № 6. С. 68–71.
11. Chen Z., Liao X., Zhao X., Zhu L., Liu H. Performance of multiple fractured horizontal wells with consideration of pressure drop within wellbore // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2016. Vol. 146, October. P. 677–693. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2016.07.009>
12. Идиятуллина З. С., Арзамасцев А. И., Музоваткина Е. Н. Повышение эффективности разработки низкопроницаемых коллекторов с применением гидроразрыва в скважинах с горизонтальным окончанием // Нефтяное хозяйство. 2014. № 1. С. 78–79.
13. Федоров В. Н., Гизатуллин Д. Р. Решение прямой и обратной задач гидродинамики при изменении фильтрационно-емкостных свойств нефтяного пласта в окрестности ствола скважины // Нефтяное хозяйство. 2014. № 8. С. 52–55.
14. Хасанов М. М., Мельчаева О. Ю., Рощектаев А. П., Урмаев О. С. Стационарный дебит горизонтальных скважин в рядных системах разработки // Нефтяное хозяйство. 2015. № 1. С. 48–51.
15. Чекушин В. Ф., Ганеев А. И., Лозин Е. В. Доразработка залежей крупного нефтяного месторождения с помощью горизонтальных скважин // Нефтяное хозяйство. 2015. № 10. С. 82–85.

*Статья поступила в редакцию 30 марта 2018 г.*

# Methodological fundamentals of the evaluation of porosity and permeability properties of production horizon when using horizontal wells

Samira Vagif ABBASOVA\*  
abbasovasamira@mail.ru

Azerbaijan State University of Oil and Industry, Baku, Azerbaijan

**The relevance of the work.** This paper provides a review of information on the structure and properties of oil reservoirs, on the conditions of concentration and filtration of oil in them. The use of horizontal wells, taking into account porosity and permeability properties of the reservoir, can significantly increase the contact area with an oil-saturated reservoir, ensure maximum development coverage and thereby reduce development time reducing the cost of oil production.

**Purpose of the work.** The basic concepts of reservoir development and their application to horizontal wells in comparison with vertical wells are considered.

**Methods of research.** A comparative analysis of the parameter of porosity and permeability properties of the production horizon, during the operation of its horizontal and vertical wells, is given.

**Results.** The analysis of the skin zone influence on porosity and permeability properties of the reservoir. For a specific example, pressure losses were calculated for horizontal and vertical wells in order to conduct a comparative analysis of the wells under consideration. It is shown that for the same value of the positive skin factor, the pressure loss in the skin zone of a horizontal well is always less than its value in the vertical one. Horizontal wells can withstand a greater degree of damage than the vertical, without significant loss of flow rate.

The analysis shows that a violation in the vicinity of the bottomhole zone, due to pore space bridging of the reservoir, leads to the formation of a zone with low permeability and additional pressure loss – the skin zone. Therefore, before making a decision on the impact on the bottomhole zone of a horizontal well, it is necessary to estimate the pressure drop in the skin zone and compare it with the total pressure drop between the reservoir and the bottom (the permeability of the skin zone with the reservoir permeability).

**Conclusions.** For timely impact on the well bottomhole to improve the permeability of this zone and increase the productivity of the well, it is necessary to estimate the pressure drop in the skin zone.

**Keywords:** reservoir, wells, flow rate, pressure drop, permeability, skin factor, skin zone, porosity and permeability properties.

## REFERENCES

1. Zubov V. P. 2018, Applied technologies and current problems of resource-saving in underground mining of stratified deposits. *Gornyi Zhurnal* [Mining journal], no. 6, pp. 77–83. (In Russ.) <https://doi.org/10.17580/gzh.2018.06.16>
2. Zakrevsky K. E., Kundin A. S. 2016, *Osobennosti geologicheskogo 3D modelirovaniya karbonatnykh i treshchinovatykh rezervuarov* [Features of geological 3D modeling of carbonate and fractured reservoirs]. Moscow, 404 p.
3. Ermolkin V. I., Kerimov V. Yu 2012, *Geologiya i geokhimiya nefti i gaza* [Geology and geochemistry of oil and gas]. Moscow, 460 p.
4. Lee J. R., Wattenbarger R. A. 2014, *Inzhiniring gazovykh rezervuarov* [Gas Reservoir Engineering]. Izhevsk, 944 p.
5. Latyshev O. G., Kornilkov M. V. 2015, Analysis of fractal characteristics of jointing in rocks as their strength criterion. *Gornyi Zhurnal* [Mining journal], no. 9, pp. 17–21. <https://doi.org/10.17580/gzh.2015.09.03>
6. Joshi S. D. 1991, *Horizontal Well Technology*. Tulsa, Oklahoma, USA: Pennwell Publishing Company, 535 p. URL: <https://oilworldtoday.files.wordpress.com/2017/05/horizontal-well-technology.pdf>
7. Butler R. M. 2010, *Gorizontallynyye skvazhiny dlya dobychi nefti, gaza i bitumov* [Horizontal wells for oil, gas and bitumen production]. Izhevsk, 536 p.
8. Aliev Z. S., Kotlyarova E. M. 2015, *Tekhnologiya primeneniya gorizontallynykh gazovykh skvazhin* [The technology of application of horizontal gas wells]. Moscow, 156 p.
9. Yarakhanova D. G. 2015, Control of oil reserve recovery drained by horizontal wells. *Neftyanoye khozyaystvo* [Oil industry], no. 4, pp. 56–58. (In Russ.)
10. Yarakhanova D. G. 2015, About rationale for application of horizontal technologies of oil recovery taking into account geological and technological conditions. *Neftyanoye khozyaystvo* [Oil industry], no. 6, pp. 68–71. (In Russ.)
11. Chen Z., Liao X., Zhao X., Zhu L., Liu H. 2016, Performance of multiple fractured horizontal wells with consideration of pressure drop within wellbore. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, vol. 146, October, pp. 677–693. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2016.07.009>
12. Idiyatullina Z. S., Arzamastsev A. I., Muzovatkina E. N. 2014, Improving the efficiency of the development of low-permeability reservoirs using hydraulic fracturing in horizontal sidetracked wells. *Neftyanoye khozyaystvo* [Oil industry], no. 1, pp. 78–79. (In Russ.)
13. Fedorov V. N., Gizatullin D. R. 2014, Solution of direct and inverse problems of hydrodynamics when changing porosity and permeability properties of the oil reservoir in the vicinity of the wellbore. *Neftyanoye khozyaystvo* [Oil industry], no. 8, pp. 52–55. (In Russ.)
14. Khasanov M. M., Melchaeva O. Yu., Roshchektaev A. P., Ushmaev O. S. 2015, Permanent-type capacity of horizontal wells in inline methods of working. *Neftyanoye khozyaystvo* [Oil industry], no. 1, pp. 48–51. (In Russ.)
15. Chekushin V. F., Ganeev A. I., Lozin E. V. 2015, Additional development of large oilfield deposits using horizontal wells. *Neftyanoye khozyaystvo* [Oil industry], no. 10, pp. 82–85. (In Russ.)

The article was received on March 30, 2018

\* ✉ abbasovasamira@mail.ru

 <https://orcid.org/0000-0002-4120-8452>