

УДК 622.297.5 (072.8)

DOI: 10.22213/2410-9304-2020-1-65-71

Определение оптимального забойного давления эксплуатации бокового горизонтального ствола скважины

С. С. Мирошниченко, аспирант, ИЖГТУ имени М. Т. Калашникова, Ижевск, Россия
К. А. Сидельников, кандидат технических наук, ИЖГТУ имени М. Т. Калашникова, Ижевск, Россия

Для эффективной эксплуатации месторождений нефти необходима оптимизация технологических параметров. Нормативно не определены оптимальные параметры забойного давления скважин для эксплуатации боковых горизонтальных стволов. В статье оценивается, при каком оптимальном забойном давлении целесообразно эксплуатировать боковой горизонтальный ствол месторождения с максимально «безводным» дебитом. По результатам расчетов и на основе графиков зависимости дополнительной добычи нефти и жидкости от забойного давления, графиков динамики добычи и обводненности выделены 3 группы бурения (зарезки) боковых стволов (ЗБС): с высокой прогнозной стартовой обводненностью (>90 %), средней стартовой обводненностью (около 80 %) и низкой стартовой обводненностью (около 20–50 %) и определены оптимальные параметры забойного давления для каждой из групп.

Ключевые слова: нефтегазовые месторождения, забойное давление, боковой горизонтальный ствол.

Введение

Для эффективной эксплуатации месторождений нефти необходима оптимизация технологических параметров. Нормативно не определены оптимальные параметры забойного давления скважин для эксплуатации боковых горизонтальных стволов. Ставилась задача оценить, при каком оптимальном $P_{\text{заб}}$ (забойное давление) целесообразно эксплуатировать БГС (боковой горизонтальный ствол) XXX месторождения с максимально «безводным» дебитом.

Дополнительно задавалось экономическое ограничение на предельную обводненность 98 %.

На турнейском объекте XXX месторождения в 2016 году планировался ввод 5 БГС. Согласно карте, большинство кандидатов попадали в зоны с относительно низкими остаточными подвижными запасами по ПДГТМ (постоянно действующая геолого-технологическая модель).

Турнейский объект. Скважина № W1

Как видно из расчета, наибольший дебит нефти и, соответственно, дополнительная добыча нефти при наименьшей обводненности достигаются при минимальном забойном давлении (30 атм) и монотонно снижаются при его увеличении (рис. 1, 2).

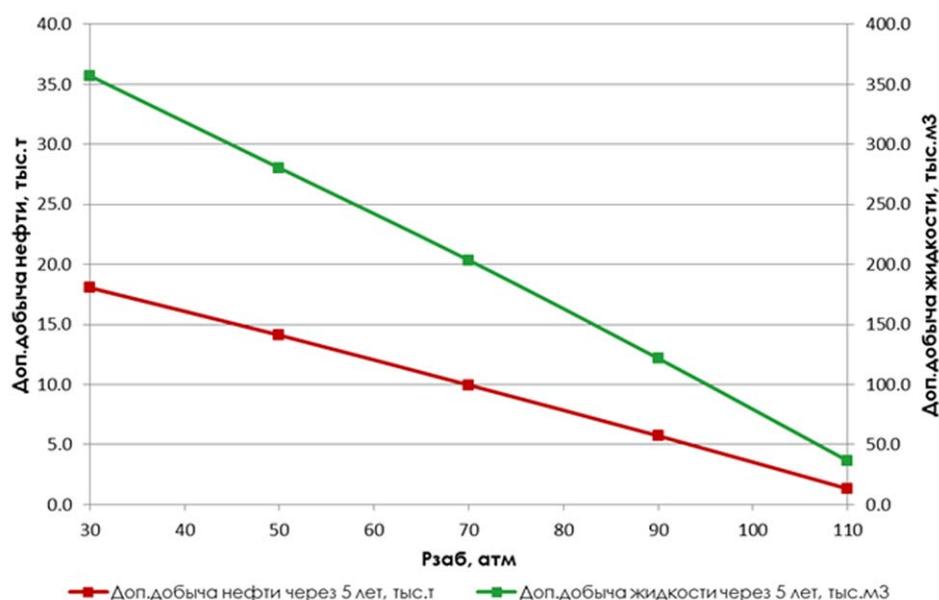


Рис. 1. Зависимость дополнительной добычи нефти и жидкости от $P_{\text{заб}}$

..... Q_n ($P_{\text{заб}}=30$ атм) — Q_n ($P_{\text{заб}}=50$ атм) - - Q_n ($P_{\text{заб}}=70$ атм) - • Q_n ($P_{\text{заб}}=90$ атм) — Q_n ($P_{\text{заб}}=110$ атм)
 Обв. ($P_{\text{заб}}=30$ атм) — Обв. ($P_{\text{заб}}=50$ атм) - - Обв. ($P_{\text{заб}}=70$ атм) - • Обв. ($P_{\text{заб}}=90$ атм) — Обв. ($P_{\text{заб}}=110$ атм)

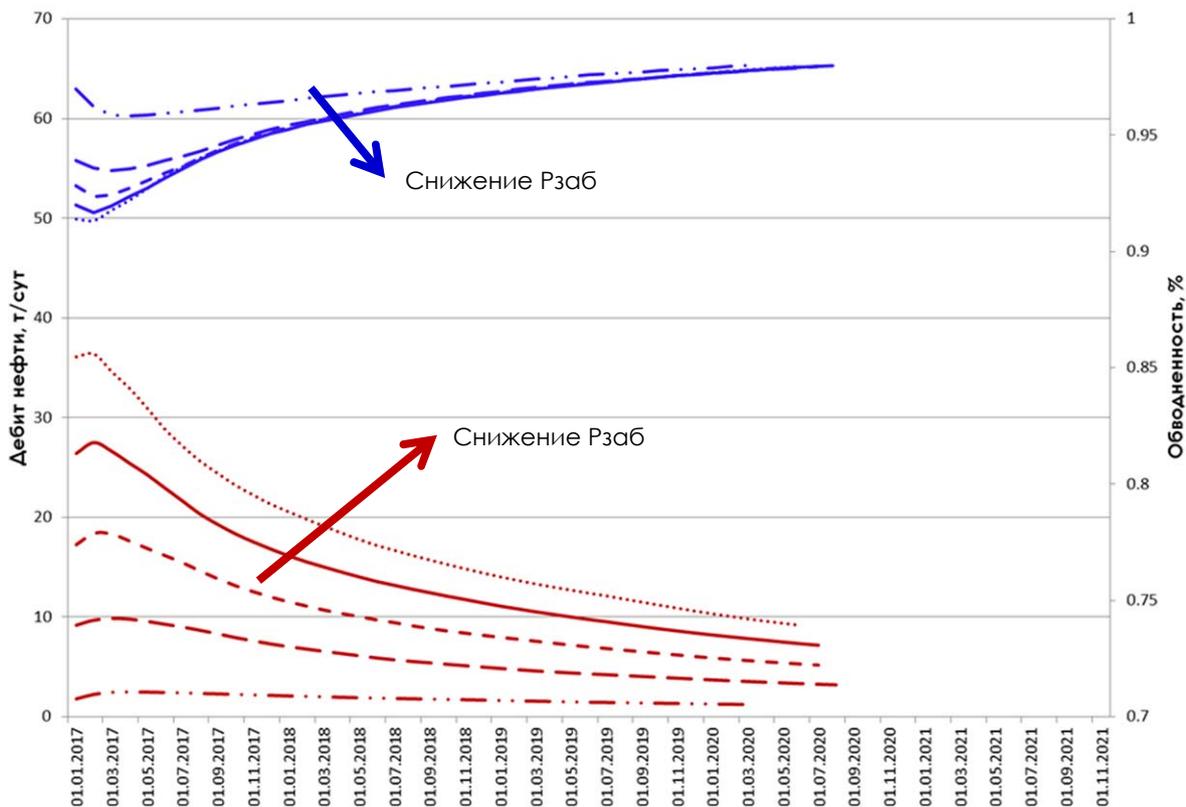


Рис. 2. Динамика добычи и обводненности

..... Qн (P_{заб}=30атм) — Qн (P_{заб}=50атм) - - Qн (P_{заб}=70атм) - · Qн (P_{заб}=90атм) — Qн (P_{заб}=110атм)
 Обв. (P_{заб}=30атм) — Обв. (P_{заб}=50атм) - - Обв. (P_{заб}=70атм) - · Обв. (P_{заб}=90атм) — Обв. (P_{заб}=110атм)

Турнейский объект. Скважина № W2

Как видно из расчета, наибольший дебит нефти и, соответственно, дополнительная добыча нефти при наименьшей обводненности дос-

тигаются в диапазоне давлений 30–70 атм, при дальнейшем увеличении давления добыча резко снижается (рис. 3, 4).

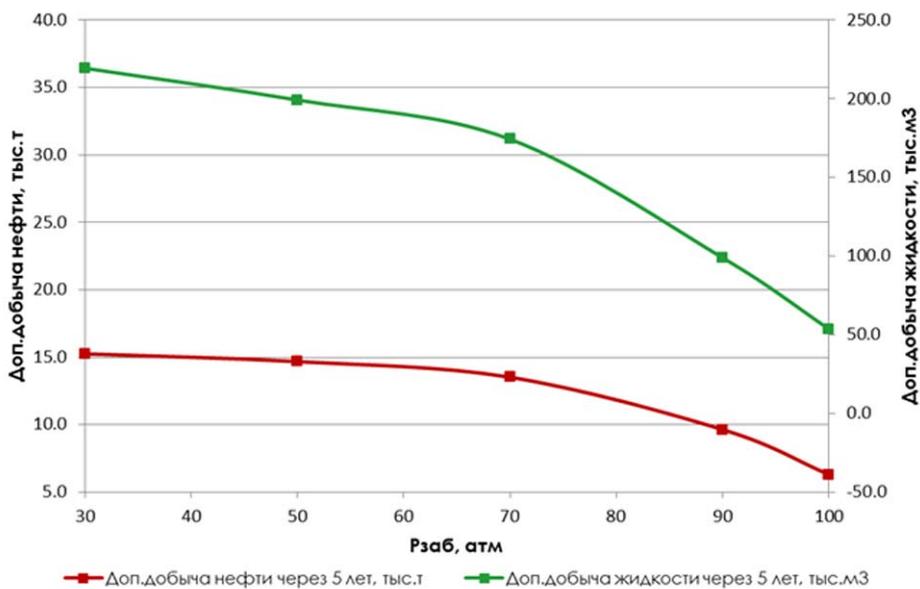


Рис. 3. Зависимость дополнительной добычи нефти и жидкости от P_{заб}

..... Qн (P_{заб}=30атм) — Qн (P_{заб}=50атм) - - Qн (P_{заб}=70атм) - · Qн (P_{заб}=90атм) — Qн (P_{заб}=110атм)
 Обв. (P_{заб}=30атм) — Обв. (P_{заб}=50атм) - - Обв. (P_{заб}=70атм) - · Обв. (P_{заб}=90атм) — Обв. (P_{заб}=110атм)

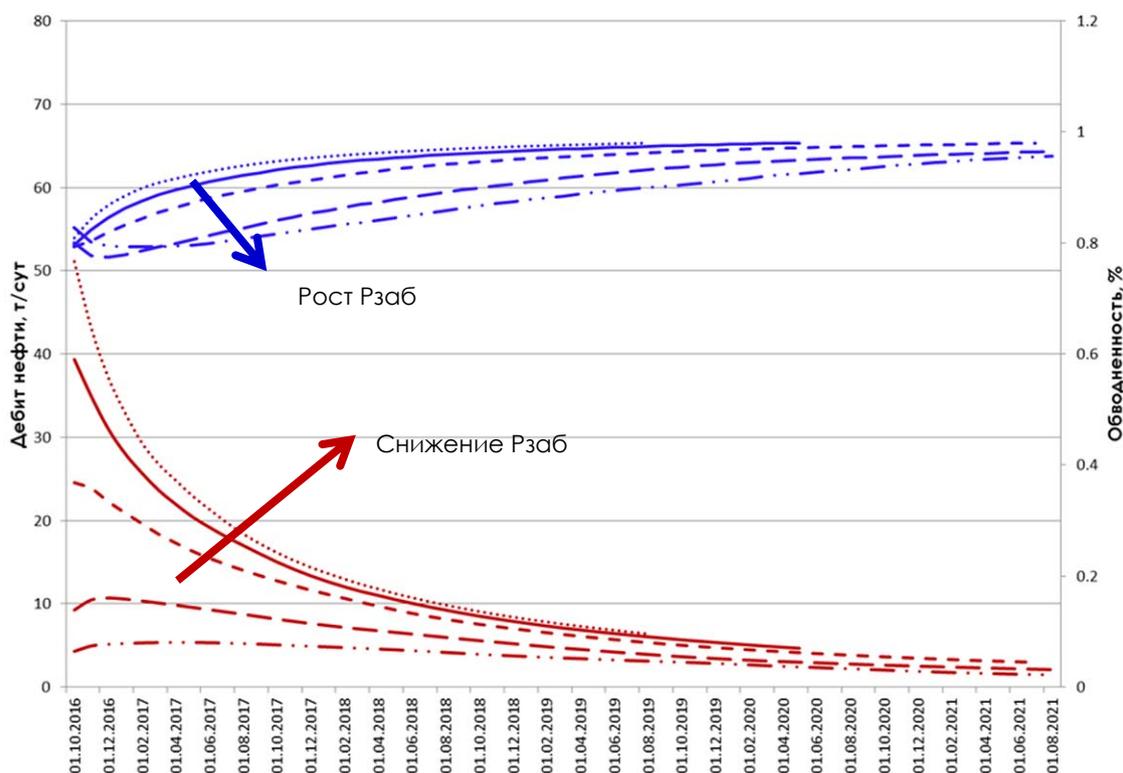


Рис. 4. Динамика добычи и обводненности

- Qн (Pзаб=30атм) — Qн (Pзаб=50атм) - - Qн (Pзаб=70атм) - · Qн (Pзаб=90атм) — Qн (Pзаб=110атм)
- Обв. (Pзаб=30атм) — Обв. (Pзаб=50атм) - - Обв. (Pзаб=70атм) - · Обв. (Pзаб=90атм) — Обв. (Pзаб=110атм)

Турнейский объект. Скважина № W3

Как видно из расчета, наибольший дебит нефти и, соответственно, дополнительная добыча нефти при наименьшей обводненности дос-

тигаются при минимальном забойном давлении (30 атм) и монотонно снижаются при его увеличении (рис. 5, 6).

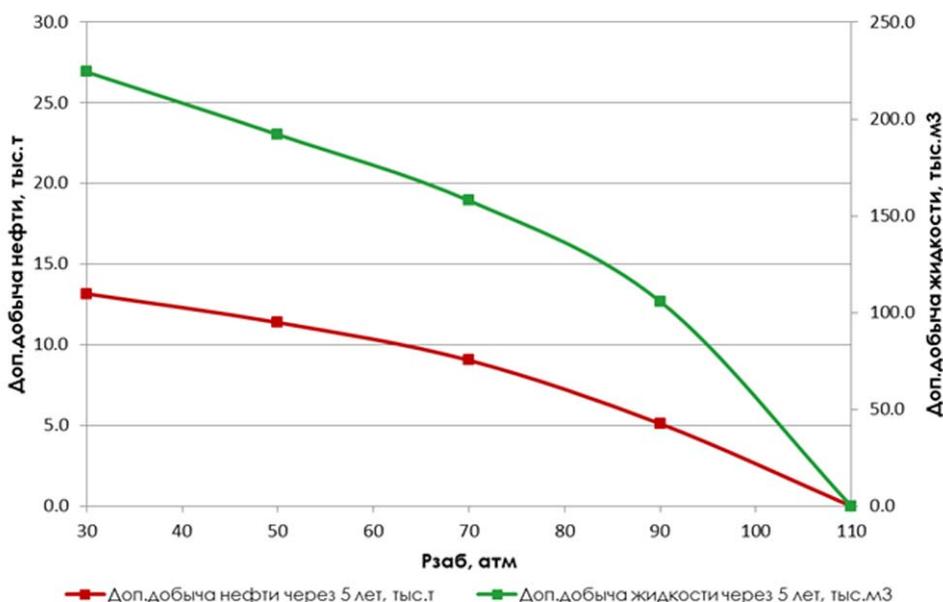


Рис. 5. Зависимость дополнительной добычи нефти и жидкости от Pзаб

- Qн (Pзаб=30атм) — Qн (Pзаб=50атм) - - Qн (Pзаб=70атм) - · Qн (Pзаб=90атм) — Qн (Pзаб=110атм)
- Обв. (Pзаб=30атм) — Обв. (Pзаб=50атм) - - Обв. (Pзаб=70атм) - · Обв. (Pзаб=90атм) — Обв. (Pзаб=110атм)

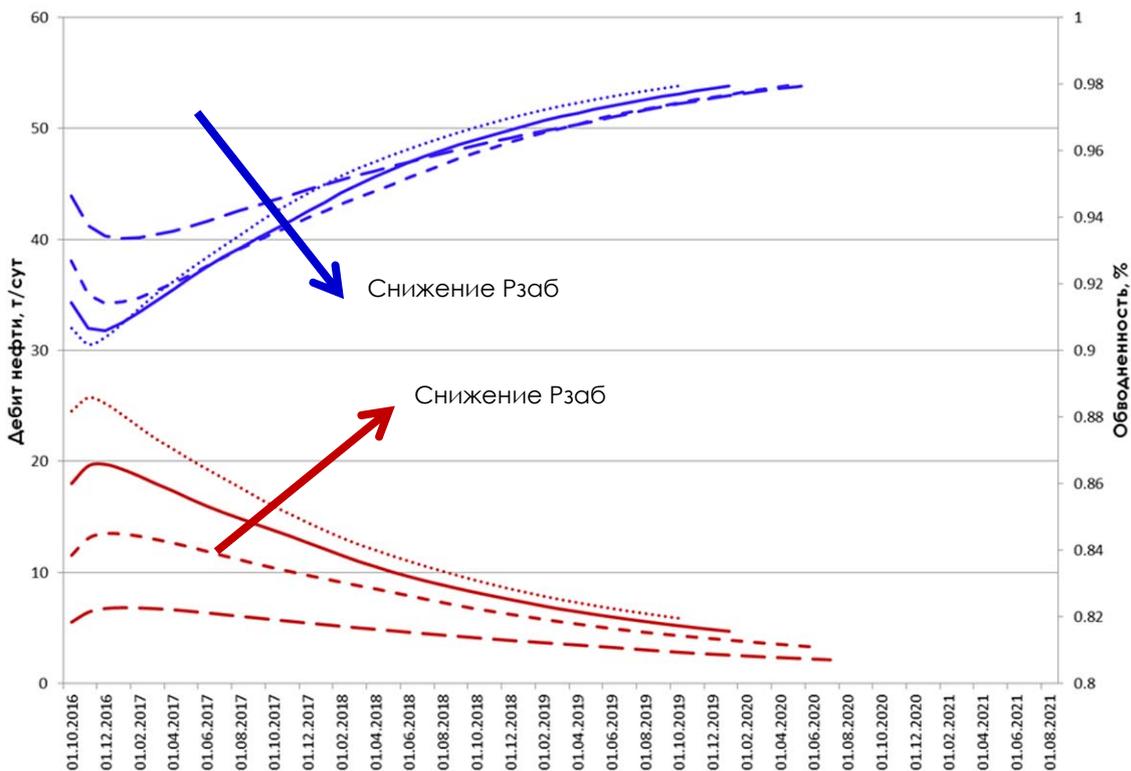


Рис. 6. Динамика добычи и обводненности

- Qн (Pзаб=30атм) — Qн (Pзаб=50атм) - - - Qн (Pзаб=70атм) - · - Qн (Pзаб=90атм) — Qн (Pзаб=110атм)
- Обв. (Pзаб=30атм) — Обв. (Pзаб=50атм) - - - Обв. (Pзаб=70атм) - · - Обв. (Pзаб=90атм) — Обв. (Pзаб=110атм)

Турнейский объект. Скважина № W4

Как видно из расчета, наибольший дебит нефти и, соответственно, дополнительная добыча нефти при наименьшей обводненности дос-

тигаются в диапазоне давлений 30–70 атм, при дальнейшем увеличении давления добыча резко снижается (рис. 7, 8).

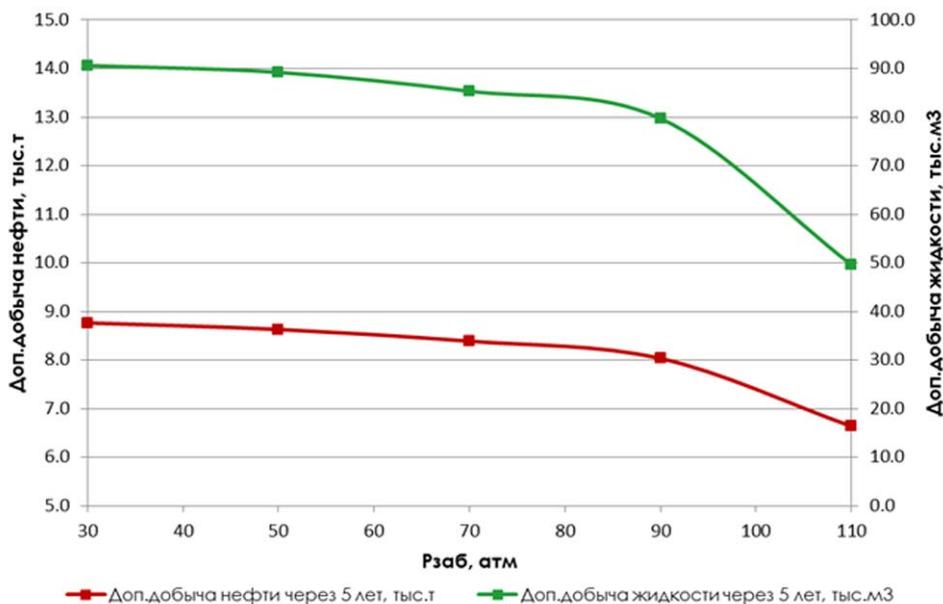


Рис. 7. Зависимость дополнительной добычи нефти и жидкости от Pзаб

- Qн (Pзаб=30атм) — Qн (Pзаб=50атм) - - - Qн (Pзаб=70атм) - · - Qн (Pзаб=90атм) — Qн (Pзаб=110атм)
- Обв. (Pзаб=30атм) — Обв. (Pзаб=50атм) - - - Обв. (Pзаб=70атм) - · - Обв. (Pзаб=90атм) — Обв. (Pзаб=110атм)

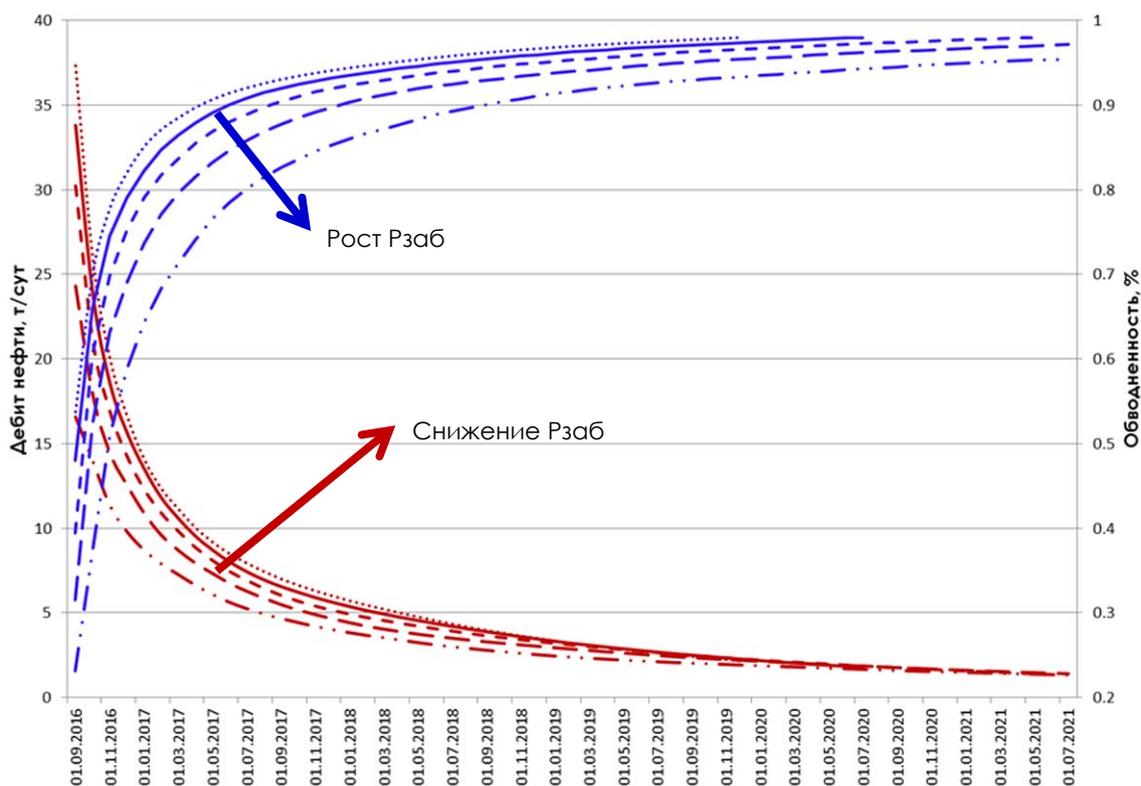


Рис. 8. Динамика добычи и обводненности

..... Qн (Pзаб=30атм) —— Qн (Pзаб=50атм) - - - Qн (Pзаб=70атм) - · - Qн (Pзаб=90атм) —— Qн (Pзаб=110атм)
..... Обв. (Pзаб=30атм) —— Обв. (Pзаб=50атм) - - - Обв. (Pзаб=70атм) - · - Обв. (Pзаб=90атм) —— Обв. (Pзаб=110атм)

Турнейский объект. Скважина № W5

Как видно из расчета, наибольший дебит нефти и, соответственно, дополнительная добыча нефти при наименьшей обводненности достигаются

в диапазоне давлений 30–50 атм, при дальнейшем увеличении давления добыча снижается (9, 10).

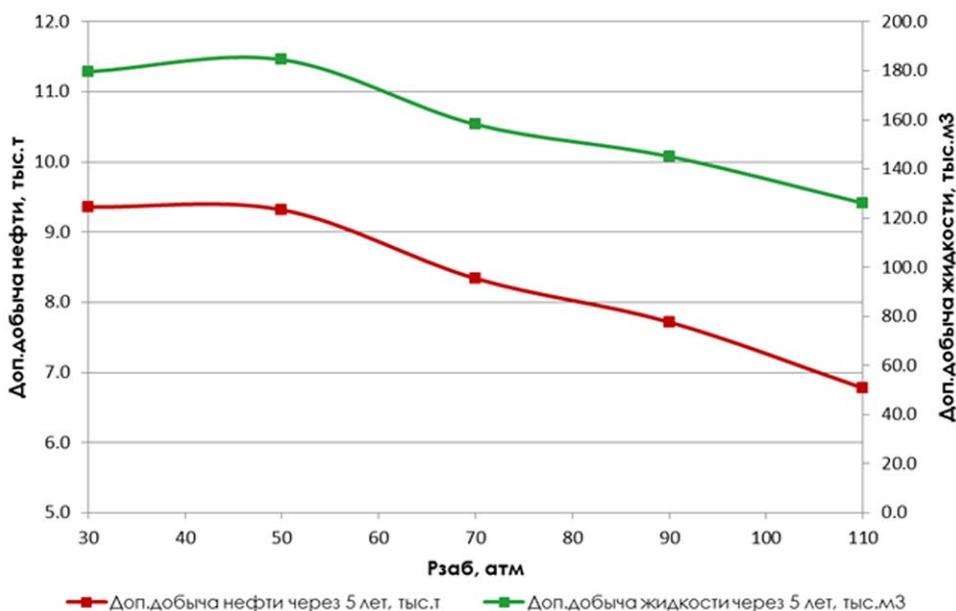


Рис. 9. Зависимость дополнительной добычи нефти и жидкости от Pзаб

..... Qн (Pзаб=30атм) —— Qн (Pзаб=50атм) - - - Qн (Pзаб=70атм) - · - Qн (Pзаб=90атм) —— Qн (Pзаб=110атм)
..... Обв. (Pзаб=30атм) —— Обв. (Pзаб=50атм) - - - Обв. (Pзаб=70атм) - · - Обв. (Pзаб=90атм) —— Обв. (Pзаб=110атм)

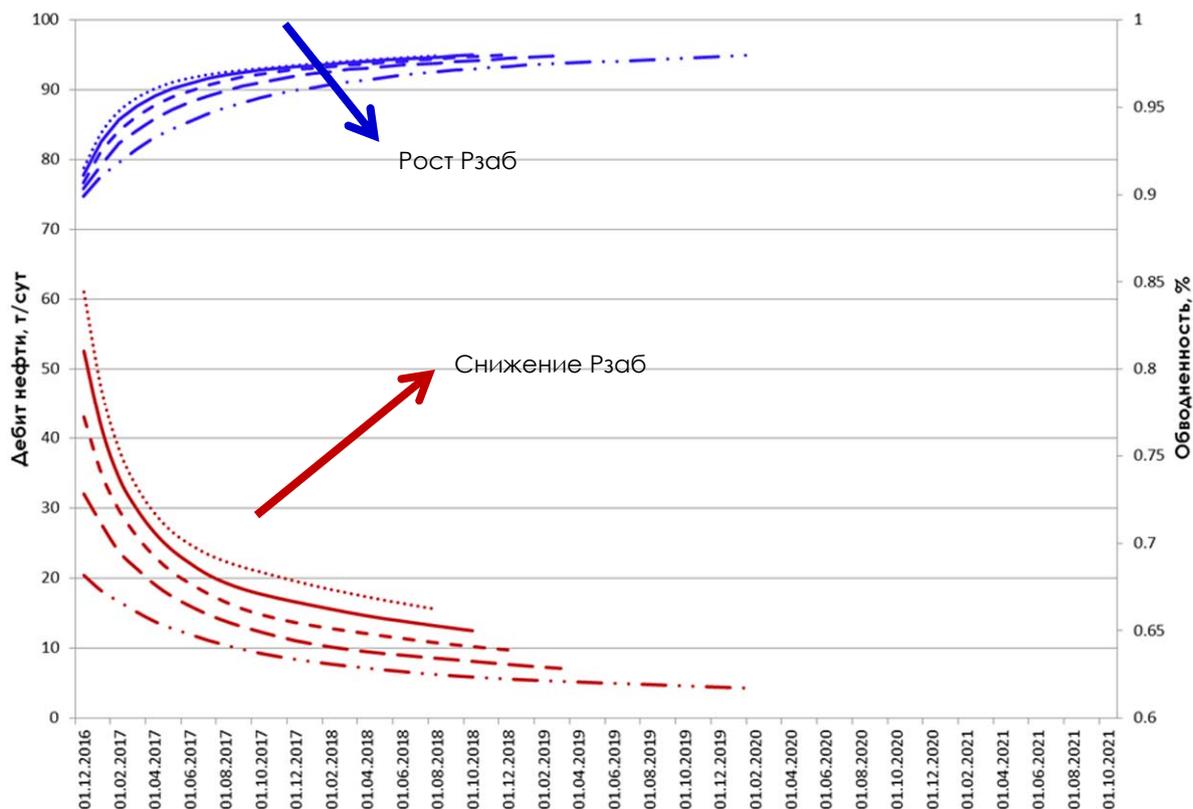


Рис. 10. Динамика добычи и обводненности

..... Qн (Pзаб=30атм) — Qн (Pзаб=50атм) - - Qн (Pзаб=70атм) - · Qн (Pзаб=90атм) — Qн (Pзаб=110атм)
 Обв. (Pзаб=30атм) — Обв. (Pзаб=50атм) - - Обв. (Pзаб=70атм) - · Обв. (Pзаб=90атм) — Обв. (Pзаб=110атм)

Согласно карте остаточных подвижных запасов по ПДГТМ, большинство кандидатов попадают в зоны низких остаточных подвижных запасов.

По результатам расчетов выделены 3 группы бурения (зарезки) боковых стволов (ЗБС): с высокой прогнозной стартовой обводненностью (>90 %), средней стартовой обводненностью (около 80 %) и низкой стартовой обводненностью (около 20–50 %).

Группа ЗБС с высокой прогнозной стартовой обводненностью

Для скв. № W1, W2, W4 характерна высокая прогнозная стартовая обводненность в диапазоне 90–95 % в зависимости от $P_{заб}$, высокие стартовые отборы жидкости 200–700 м³/сут. Дополнительная добыча нефти за 5 лет монотонно увеличивается с уменьшением $P_{заб}$ и достигает максимального значения при $P_{заб} = 30$ атм для скв. W1, W4 и $P_{заб} = 50$ атм для W2.

Группа ЗБС со средней прогнозной стартовой обводненностью

Для скв. № W5 прогнозные стартовые отборы жидкости лежат в диапазоне от 25–267 м³/сут. в зависимости от $P_{заб}$ при начальной обводненности 80 %. Наблюдается резкое сниже-

ние темпа увеличения дополнительной добычи нефти за 5 лет при $P_{заб} \leq 70$ атм. Для снижения рисков преждевременного обводнения и негативного влияния на соседние добывающие скважины рекомендуется целевое $P_{заб} = 70$ атм.

Группа ЗБС с низкой прогнозной стартовой обводненностью

Для скв. № W3 прогнозные стартовые отборы жидкости лежат в диапазоне от 20–80 м³/сут. со стартовой обводненностью в диапазоне 20–50 % в зависимости от $P_{заб}$. Наблюдается резкое снижение темпа увеличения дополнительной добычи нефти за 5 лет при $P_{заб} \leq 90$ атм. Для снижения рисков преждевременного обводнения и негативного влияния на соседние добывающие скважины рекомендуется целевое $P_{заб} = 90$ атм.

Заключение

Таким образом, в статье описан способ, как оценить, при каком оптимальном забойном давлении целесообразно эксплуатировать боковой горизонтальный ствол месторождения с максимально «безводным» дебитом. По результатам расчетов выделены 3 группы бурения (зарезки) боковых стволов (ЗБС): с высокой прогнозной стартовой обводненностью (>90 %), средней

стартовой обводненностью (около 80 %) и низкой стартовой обводненностью (около 20–50 %); определены оптимальные параметры забойного давления для каждой из групп.

Библиографические ссылки

1. Lyalin V.E., Sidelnikov K.A., Faizullin R.V. The application of genetic algorithm for optimal control the oil well mode in case of one-phase flow in porous media // *Applied Mathematical Sciences*. 2015, vol. 9, no. 15, pp. 739-745.

2. Мирошниченко С. С., Сидельников К. А. Решение оптимизационных задач оптимального управления эксплуатационными параметрами нефтяного пласта // *Нефтегазовое дело*. 2019. Т. 17. № 3. С. 87–93.

3. Мирошниченко С. С., Лялин В. Е., Шушков А. А. Методы численного решения задач оптимизации // *Искусственный интеллект в решении актуальных социальных и экономических проблем XXI века: сборник статей по материалам Четвертой всероссийской научно-практической конференции (г. Пермь, 21–23 мая 2019 г.)*. 2019. Ч. II. С. 141–145.

4. Пермякова Т. В., Файзуллин Р. В. Иерархическая кластеризация нефтеперерабатывающих заводов России // *Научный журнал НИУ ИТМО. Серия: Экономика и экологический менеджмент*. 2014. № 2. С. 7. URL: <http://economics.open-mechanics.com/articles/1011.pdf>.

5. Романова Е. В., Сергеев В. Л. Адаптивная идентификация кривой восстановления давления горизонтальных скважин с диагностикой потоков // *Известия Томского политехнического университета*. 2013. Т. 323. № 5. С. 20–25.

6. Хисамов Р. С., Сулейманов Э. И., Фархуллин Р. Г. Гидродинамические исследования скважин и методы обработки результатов измерений. М.: ВНИИОЭНГ, 2000. 228 с.

References

1. Lyalin V.E., Sidelnikov K.A., Faizullin R.V. The application of genetic algorithm for optimal control the oil well mode in case of one-phase flow in porous media. In *Applied Mathematical Sciences*, vol. 9, 2015, no. 15, 739-745.

2. Miroshnichenko S.S., Sidel'nikov K.A. [The solution of optimization problems of optimal control of the operational parameters of the oil reservoir]. *Neftegazovoe delo*. 2019, vol. 17, no. 3, pp. 87-93 (in Russ.).

3. Miroshnichenko S.C., Lyalin V.E., SHushkov A.A. *Metody chislennogo resheniya zadach optimizacii* [Methods for the numerical solution of optimization problems]. *Sbornik statej po materialam CHetvertoj vserossijskoj nauchno-prakticheskoj konferencii «Iskusstvennyj intellekt v reshenii aktual'nyh social'nyh i ekonomicheskikh problem 21 veka» (g. Perm', 21–23 maya 2019 g.)* [Proc. Artificial Intelligence in Solving Actual Social and Economic Problems of the 21st Century: A Collection of Articles Based on the Materials of the Fourth All-Russian Scientific and Practical Conference (Perm, May 21–23, 2019)]. 2019, CHast' II, pp. 141-145 (in Russ.).

4. Permyakova T.V., Fajzullin R.V. [Hierarchical clustering of Russian oil refineries]. *Nauchnyj zhurnal NIU ITMO. Seriya: Ekonomika i ekologicheskij menedzhment*. 2014. No. 2. P. 7. Available at <http://economics.open-mechanics.com/articles/1011.pdf> (in Russ.).

5. Romanova E.V., Sergeev V.L. [Adaptive identification of the pressure recovery curve of horizontal wells with flow diagnostics]. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta*. 2013. Vol. 323. No. 5. Pp. 20-25 (in Russ.).

6. Hisamov R.S., Sulejmanov E.I., Farhullin R.G. *Gidrodinamicheskie issledovaniya skvazhin i metody obrabotki rezul'tatov izmerenij* [Hydrodynamic studies of wells and methods for processing measurement results]. Moscow, VNIIOENG Publ., 2000. 228 p. (in Russ.).

Determination of Optimal Bottomhole Operation Pressure of Lateral Horizontal Bar

S. S. Miroshnichenko, Post-graduate, Kalashnikov ISTU, Izhevsk, Russia

K. A. Sidelnikov, PhD in Engineering, Kalashnikov ISTU, Izhevsk, Russia

For the effective exploitation of oil fields, optimization of technological parameters is necessary. Optimal parameters of the bottomhole pressure of wells for operation of horizontal lateral shafts are not rated. The paper assesses the level of the optimal bottomhole pressure, at which it is advisable to operate a lateral horizontal wellbore with the maximum “waterless” flow rate. According to the calculation results, 3 groups of drilling (sidetracking) sidetracks were identified: with the high predicted starting water cut (> 90 %), with the average starting water cut (about 80 %) and with the low starting water cut (about 20–50 %); and optimal parameters of the bottomhole pressure for each group were determined.

Keywords: oil and gas fields, bottomhole pressure, lateral horizontal trunk.

Получено: 13.10.19