

Мониторинг разработки газонефтяной зоны пластов АВ Самотлорского месторождения с применением цифровых фильтрационных моделей

А.А. Чусовитин

заместитель генерального директора по геологии и разработке по Западной Сибири и Оренбургу¹
aachusov15@yandex.ru

А.С. Тимчук

к.т.н., заместитель генерального директора по науке²
astimchuk@zsniiigg.ru

О.В. Фоминых

к.т.н., доцент³
oleg-fom87@mail.ru

А.С. Самойлов

к.т.н., доцент³
assamoilov@mail.ru

¹ООО «ТНЦ», Тюмень, Россия

²ФГУП «ЗапСибНИИГ», Тюмень, Россия

³ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», Тюмень, Россия

Как известно, эффективность барьерного заводнения зависит от геологических особенностей строения залежи, свойств насыщающего флюида [1], и, в сравнении с площадным заводнением, может обеспечить прирост КИН до 10%, а также значительно сократить добычу прорывного газа [2, 3]. После реализации системы обеспечить достоверный мониторинг с количественной оценкой данных параметров может детальная настройка цифровой

При разработке газонефтяных залежей основные зоны внедрения воды и нефти находятся в районах, прилегающих к скважинам внутреннего барьерного ряда при отсутствии выдержанного глинистого раздела на ГНК. Подобные процессы наблюдаются при разработке месторождений со значительными подгазовыми зонами [4].

Для оценки процессов, происходящих при разработке группы пластов АВ₁₋₅ Самотлорского месторождения, в 2008 г. была создана полномасштабная постоянно действующая гидродинамическая модель [5], существенно детализированная в 2010–2016 гг.

По оценкам авторов, модель корректно описывает физические процессы и способна решать полномасштабные задачи в пределах всего месторождения [6]. Так, точность модели в плане воспроизведения текущего состояния газовой шапки по результатам моделирования хорошо подтверждается данными промыслово-геофизических исследований (ПГИ) и результатами замеров газового фактора [7].

Реализованная на Самотлорском месторождении схема формирования и эксплуатации барьерных рядов во многом способствовала ограничению прорыва газа и стабилизации газового фактора. Однако при этом 80% газа газовой шапки отобрано скважинами нефтяного фонда подгазовой зоны [8].

Каждый из пластов группы АВ₁₋₅ официально рассматривается как самостоятельный объект разработки, однако фактически между пластами существует связь, обусловленная как геологическими причинами, так и техногенными факторами. В геологическом плане между пластами существует связь через так называемые «окна слияния», обеспечивающие свободный обмен флюидами. Кроме того, на площади залежей выделяется достаточное число участков, на которых толщина непроницаемых перемычек между пластами

не превышает 2 м, что на практике также не является препятствием для миграции флюидов, при создании рабочих депрессий (репрессий). В качестве техногенных факторов следует отметить в первую очередь наличие скважин, совместно эксплуатирующих пласты в различном сочетании интервалов перфорации, заколонные перетоки в скважинах и негерметичность эксплуатационных колонн, наличие которых фактически увеличивает число совместных скважин, а также реальная возможность возникновения техногенной трещиноватости после начала активного заводнения и проведение ГРП в скважинах.

Для сравнительной оценки эффективности с использованием гидродинамической модели пластов группы АВ₁₋₅ был воспроизведен теоретический вариант разработки пластов группы АВ₁₋₅ при отсутствии барьерного заводнения в исторический период. Результаты расчета сопоставлены с базовым вариантом, соответствующим фактической истории разработки группы пластов АВ, также воспроизведенной на модели.

Сравнение результатов расчетов по базовому варианту и варианту без барьерного заводнения проводилось по каждому из пластов и по группе АВ₁₋₅ в целом. Основные расчетные показатели для сравнения — динамика показателей добычи нефти и свободного газа, объемы флюидов, перемещающиеся через ГНК в процессе разработки: поступление нефти и воды в газовые шапки, текущие запасы газа в газовой шапке.

В силу особенностей геологического строения, ни в одном из вариантов разработки не удалось полностью предотвратить процесс взаимных перетоков флюидов и в историческом периоде на отдельных участках залежей происходили как перетоки нефти в газовые шапки, так и внедрение свободного газа в нефтяную часть.

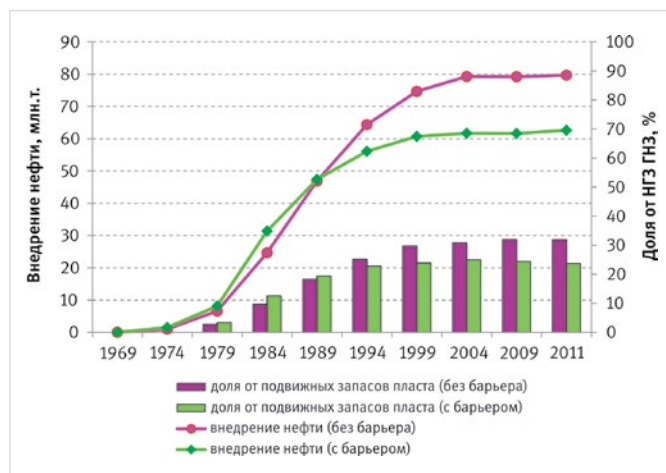


Рис. 1 — Самотлорское месторождение. ГЗ и ГНЗ. Динамика накопленных объемов внедрения нефти в ГШ

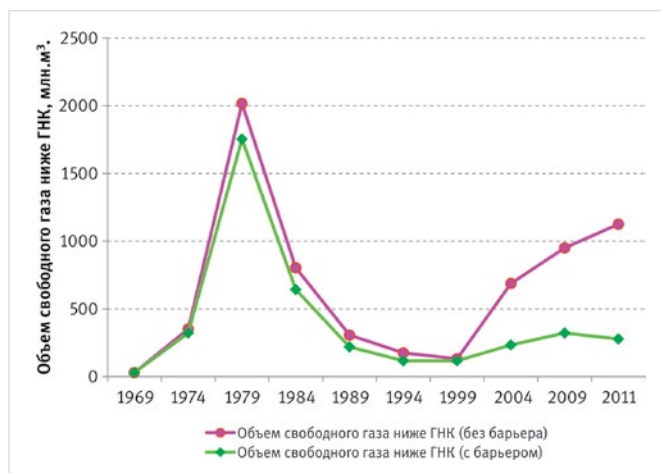


Рис. 2 — Самотлорское месторождение. ГЗ и ГНЗ. Динамика накопленных объемов внедрения свободного газа в нефтяную зону

фильтрационной модели на геолого-промысловые данные. В настоящей работе приведены результаты мониторинга выработки запасов группы пластов АВ₁₋₅ Самотлорского месторождения с применением барьерного заводнения.

Материалы и методы

Для выполнения настоящей работы были использованы геолого-промысловые данные о разработке объекта АВ Самотлорского месторождения. С применением цифровой фильтрационной модели исследуемых объектов была произведена оценка (сопоставление) технологической эффективности реализованной системы разработки с барьерным заводнением в сравнении с классической внутриконтурной без барьерного ряда.

Ключевые слова

газонефтяная залежь, поддержание пластового давления, обводненность, дебит нефти, барьерное заводнение, перетоки флюидов

В целом организация барьерного заводнения способствовала сокращению объемов прорывов газа газовой шапки в добывающие скважины и в определенной степени воспрепятствовала поступлению нефти в газовую шапку.

Сравнение динамики накопленных объемов внедрения нефти, воды в газовую шапку по пластам и по группе АВ₁₋₅ в целом, свободного газа в нефтяную зону при барьерном заводнении и при его отсутствии по результатам гидродинамического моделирования представлено на рис. 1, 2 и 3.

По накопленным объемам внедрения свободного газа в нефтяную часть залежей наиболее заметное отличие между вариантами получено в период 2000–2010 гг., когда в связи с активным вводом в разработку добывающих скважин в газонефтяной зоне, увеличен отбор жидкости и нефти. Наиболее вероятной причиной увеличения перетока газа в варианте без барьерного заводнения явилось наличие «окоп слияния» пластов, что обусловило внедрение больших объемов свободного газа в нефтяную зону залежи. На дату оценки объем внедрившегося свободного газа по варианту без реализации барьерного заводнения составил бы 1,1 млрд м³, что в 5 раз больше, чем по варианту с использованием барьерного заводнения (0,26 млрд м³).

Накопленные объемы внедрения воды в газовую шапку по вариантам расчетов с использованием ГДМ оцениваются в 328,4 млн м³, что на 22% больше, нежели в варианте без реализации барьерного заводнения в исторический период (269,5 млн м³), что составляет 15,2 и 12,5 %,

соответственно, от объема пор газоносной части пластов группы АВ₁₋₅.

Организация барьерных рядов по пластам АВ₁₋₂, АВ₁₋₃ и АВ₂₋₃ согласно расчетам позволила сократить объемы поступления нефти в газовые шапки на 17 млн т или на 27%.

Наибольшие объемы перетоков нефти, воды через ГНК в варианте без реализации барьерного заводнения отмечены по пластам АВ₁₋₂ и АВ₂₋₃. Наименьшие объемы перетоков флюидов присутствуют в пластах АВ₁₋₃ и АВ₄₋₅ (таб. 1).

Кроме того, с целью оценки эффективности барьерного заводнения по результатам гидродинамического моделирования, получена динамика значений пластового давления по пластам внутри реализованного барьерного ряда и в зоне до него. Динамика пластовых давлений по пластам АВ₁₋₂, АВ₁₋₃, АВ₂₋₃, полученная с интервалом времени 5 лет, представлена на рис. 4. На рис. 5 представлено распределение пластового давления в газовой шапке на текущую дату в соответствии с вариантами расчета (с барьером и при его отсутствии в исторический период).

По состоянию на 01.01.2011 г. скважинами газонефтяной и газовой зоны отобрано 92,5 млрд м³ газа, в т.ч.: 84,1 млрд м³ — добыча природного газа (в т.ч 17,7 млрд м³ газа отобрано из газовой зоны в целях газлифтной добычи нефти с нижележащих пластов), 8,38 млрд м³ — добыча растворенного (попутного нефтяного газа). За 2010 год суммарный отбор газа в ПГЗ составил 4,5 млрд м³, из них 4,26 млрд м³ природный газ газовой шапки и 0,246 млрд м³ попутный нефтяной газ из подгазовой зоны.

Расчет добычи газа осуществлялся: ПНГ — по утвержденному газовому фактору, природный газ — разницей между сдачей на завод и добычей ПНГ. За весь период разработки ресурс газа достоверно фиксировался на пунктах сдачи ПГЗ.

С 2008 г. на пластах объекта АВ₁₋₅ активно реализуется программа замеров ГФ. Среднее значение замеров газового фактора используют для корректировки добычи газа по пластам объекта путем подачи информации в РИВЦ. Динамика добычи газа приведена на рис. 6.

Максимальная добыча общего объема газа из газовой шапки совпадает с максимумом по добыче нефти — 1982 г., годовой объем добычи газа составил 4,78 млрд м³ газа

| Пласт | Нефть, млн.т | | | | Запасы свободного газа в ГШ на 01.01.2011 г., млрд. м ³ | |
|-------------------|--------------|-------------|-------------|-------------|--|-------------|
| | с барьером | | без барьера | | с барьером | без барьера |
| | с барьером | без барьера | с барьером | без барьера | | |
| АВ ₁₋₂ | 32,0 | 40,9 | 160,3 | 133,6 | 64,8 | 54,2 |
| АВ ₁₋₃ | 11,4 | 13,9 | 62,2 | 44,5 | 12,5 | 11,2 |
| АВ ₂₋₃ | 17,8 | 23,3 | 103,0 | 88,5 | 8,9 | 7,4 |
| АВ ₄₋₅ | 1,3 | 1,4 | 2,9 | 2,9 | 0,2 | 0,2 |
| Всего | 62,5 | 79,5 | 328,4 | 269,5 | 86,4 | 73,0 |

Таб. 1 — Самотлорское месторождение. ГЗ и ГНЗ. Объемы внедрения флюидов в ГШ по состоянию на 01.01.2011 г.

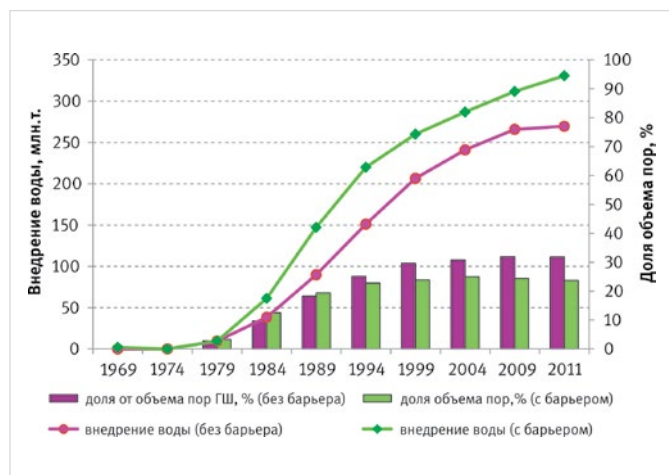


Рис. 3 — Самотлорское месторождение. ГЗ и ГНЗ. Динамика накопленных объемов внедрения воды в ГШ

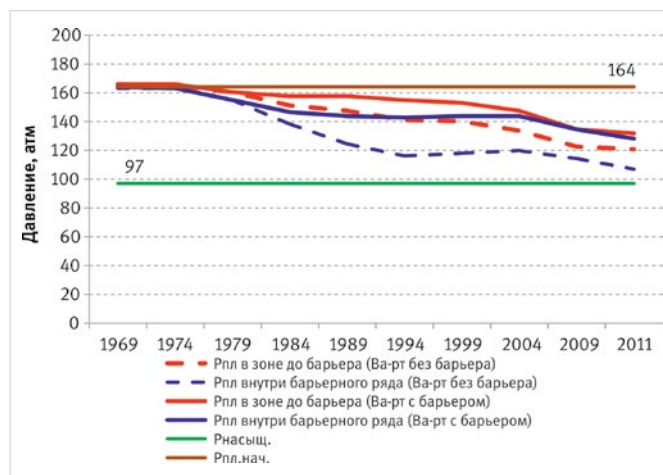


Рис. 4 — Самотлорское месторождение. ГЗ и ГНЗ. Динамика пластовых давлений по пластам

(4,2 млрд м³ (88,4%) приходится на добычу газа из газовой шапки, попутный газ составляет 11,6% или 557,8 млн м³). Минимальный отбор газа зафиксирован в 2002 г. — 819,6 млн. м³, в т.ч. на газ из газовой шапки — 749,5 млн м³, попутный газ — 70,1 млн м³.

Суммарный годовой отбор газа в подгазовой зоне за 2010 г. увеличился на 206 млн м³ или на 4,6% — с 4304 млн м³ за 2009 г. до 4510 млн м³ за 2010 г. Данный факт связан с увеличением действующего добывающего фонда за данный период на 161 скважину (на 11,5%).

По состоянию на 01.01.2011 г. всего газа на Самотлорском месторождении отобрано 282,1 млрд м³ газа, в т.ч.: 84,15 млрд м³ — добыча природного газа, 197,95 млрд м³ — добыча растворенного (попутного нефтяного газа). На рис. Рис. 7 приведена динамика отборов газа на Самотлорском месторождении.

Итоги

В результате выполнения мониторинга энергетической характеристики на основе гидродинамического и геолого-промыслового анализа следует отметить, что применение барьерного заводнения в сочетании с различными системами площадного заводнения обеспечило:

- предотвращение прорывов больших объемов газа газовой шапки путем отрезания рядами нагнетательных скважин газонефтяной и чистонефтяной зоны от газовой шапки;
- уменьшение объемов нефти, внедрившейся в газовую шапку, тем самым сократив

безвозвратные потери нефти;

- предотвращение расширения газовой шапки и загазование добывающих нефтяных скважин, что улучшило условия их эксплуатации;
- возможность отбора газа из газовой шапки с меньшим снижением давления в ней.

Реализация барьерного заводнения также способствовала продвижению больших объемов воды в газовую шапку. Значительные объемы закачки воды в барьерные скважины способствовали порыву воды в добывающие скважины газонефтяной зоны, прилегающих к барьерным рядам с внешней стороны, резкому их обводнению с увеличением дебита по жидкости и снижением по нефти. Закачка больших объемов воды в барьерные скважины пласта АВ₂₋₃ обусловила значительные перетоки флюидов между объектами, в первую очередь переток жидкости из объекта АВ₂₋₃ в газовую часть объекта АВ₁³ через обширные окна слияния.

Выводы

В настоящее время эффективность разработки газонефтяных зон объектов месторождения можно признать удовлетворительной. Эксплуатационные объекты, отличающиеся геологическими условиями, характеризуются различной эффективностью сложившихся систем разработки и эффективностью барьерного заводнения.

По отдельным пластам эффективность барьерного заводнения различна, что в значительной степени обусловлено техногенными факторами, имевшими место при его реализации.

Реализация барьерного заводнения также способствовала продвижению больших объемов воды в газовую шапку.

Сопровождение разработки объектов АВ Самотлорского месторождения с применением геолого-гидродинамических моделей обеспечивает непрерывный контроль за эффективностью выработки запасов как нефтяной так и газовой частей с возможностью оперативной оценки сценариев разработки.

Список литературы

1. Желтов Ю.В. и др. Разработка и эксплуатация нефтегазоконденсатных месторождений М.: Недра, 1979. 254 с.
2. Ханов Б.Б., Пеливанов Ю.П., Ланец З.Б., Самойлов А.С., Дубив И.Б. Исследование конусообразования воды и газа при разработке нефтяной оторочки Тазовского месторождения с применением техногенного экранирования. Проблемы развития газовой промышленности Сибири: сборник тезисов докладов XIX науч.-практич. конф. молодых учёных и специалистов ТюменНИИгипрогаз. Тюмень: ООО «ТюменНИИгипрогаз», 2016. С. 135–138.
3. Куренков И.А. Аналитический обзор зарубежного опыта по газовому и водогазовому воздействию на пласт с целью повышения нефтеотдачи пластов: Аналитический отчет. Москва, 2007. 234 с.
4. Медведев Н.Я., Фурсов А.Я. Геотехнологии в разработке газонефтяных залежей. М.: Недра, 1995. 158 с.
5. Аржиловский А.В., Бикбулатова Т.Г., Костюченко С.В. Опыт моделирования Самотлорского месторождения: проблемы и перспективы // Нефтяное хозяйство. 2010. № 11. С. 46–50.
6. Черемисин Н.А., Рзаев И.А., Боровков Е.В., Толстолыткин Д.В. и др. Совершенствование полномасштабной гидродинамической модели пластов АВ₁₋₅ Самотлорского месторождения // Нефтяное хозяйство. 2012. № 10. С. 49–53.
7. Толстолыткин Д.В., Рзаев И.А., Ланина О.В. Обоснование формирования площадной системы заводнения подгазовой зоны пластов АВ₁₋₅ Самотлорского месторождения с использованием геолого-гидродинамической модели // Нефтяное хозяйство. 2013. №6. С. 91–93.
8. Ланина О.В., Чусовитин А.А., Радыгин С.А., Яровенко И.В. Реализация барьерного заводнения на Самотлорском месторождении // Нефтяное хозяйство. 2013. № 2. С. 60–62.

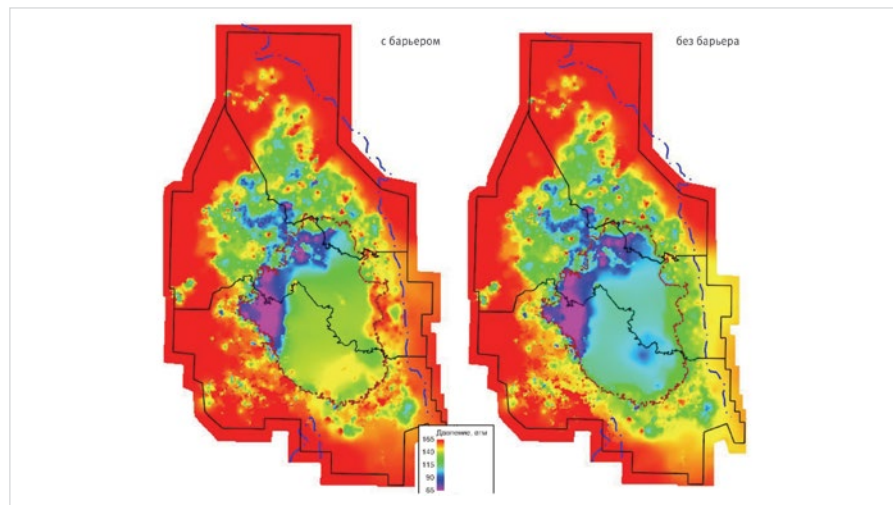


Рис. 5 — Самотлорское месторождение. ГЗ и ГНЗ. Текущее распределение $P_{пл}$ в ГШ

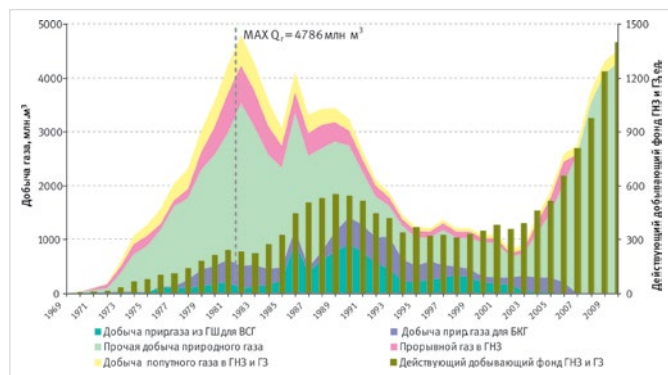


Рис. 6 — Динамика добычи газа из ГШ Самотлорского месторождения

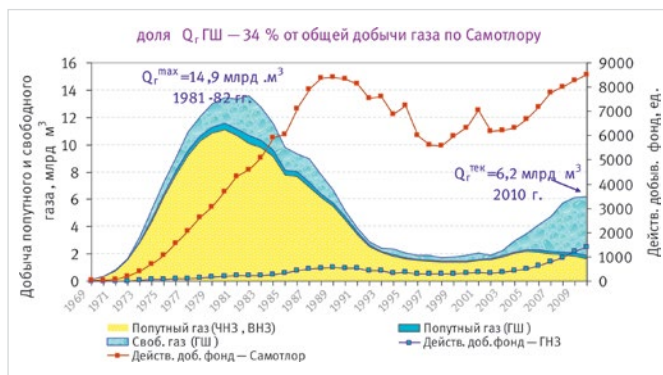


Рис. 7 — Динамика добычи газа Самотлорского месторождения

Monitoring the development of gas-oil layers of area AB Samotlor field on the basis of hydrodynamic models

Authors:

Alexander A. Chusovitin — deputy general director of geology and development of Western Siberia and Orenburg¹; aachusov15@yandex.ru

Alexander S. Timchuk — Ph.D., deputy director on scientific research²; astimchuk@zsnigg.ru

Oleg V. Fominykh — Ph.D., associate professor³; oleg-fom87@mail.ru

Alexander S. Samoylov — Ph.D., associate professor³; assamoiolov@mail.ru

¹LLC TOSC, Tyumen, Russian Federation

²Federal State Unitary Enterprise ZAPSIBNIGG, Tyumen, Russian Federation

³Tyumen State Industrial University, Tyumen, Russian Federation

Abstract

The effectiveness of the barrier flooding depends on the geological features of deposit structure, the properties of the saturating fluid, and in comparison with areal flooding recovery factor can provide gains of up to 10% and significantly reduce the production of gas breakthrough [1, 2, 3]. Detailed settings for the digital filter model of geological and production data after the implementation of the system enables reliable monitoring of the quantitative assessment of these parameters can be. The results of monitoring the development of stocks of group formations AV₁₋₅ Samotlor field with the barrier waterflooding.

Materials and methods

For completing of the work geological field data on development of object of AV of Samotlor field have been used. Using digital filtration model of the researched objects the assessment (comparison) of technological efficiency of the realized system of development to barrier flooding in comparison with classical intra planimetric without a barrier row has been made.

Results

As a result of performance of monitoring of the power characteristic on the basis

of the hydrodynamic and geological field analysis it should be noted that application of barrier flooding in combination with various systems of vulgar flooding has provided:

- prevention of breaks of large volumes of gas of a gas cap by cutting by ranks of delivery wells of a gas-oil and clean oil zone from a gas cap;
- reduction of volumes of the oil which has taken root into a gas cap thereby having reduced irrevocable losses of oil;
- prevention of expansion of a gas cap and gasification of the extracting oil wells that has improved conditions of their operation;
- possibility of gas offtake from a gas cap with smaller pressure decrease in her.

Considerable amounts of pumping water in barrier wells promoted a water rush in production wells of a gas-oil zone, adjoining barrier ranks from outer side, to their sharp flood with increase in an output on liquid and decrease on oil.

The downloading large volumes of water in barrier wells of AV_{2,3} layer has caused considerable overflows of fluids between objects, first of all a liquid overflow from object of AV_{2,3} in gas part of object of AB₁₃ through extensive windows of merge.

Conclusions

It should be noted that now it is possible to recognize efficiency of development of gas-oil zones of objects of the field satisfactory. The operational objects differing in geological conditions are characterized by various efficiency of the developed systems of development and efficiency of barrier flooding.

On separate layers efficiency of barrier flooding is various that is substantially caused by the technogenic factors taking place in case of its implementation.

Implementation of barrier flooding also promoted promotion of large volumes of water in the gas heading.

Maintenance of development of objects of AV of Samotlor field using geological and hydrodynamic models provides continuous control of efficiency of development of inventories as oil and gas parts with a possibility of an operational assessment of scenarios of development.

Keywords

gas-oil deposit, maintenance of reservoir pressure, water content, oil output, barrier flooding, overflows of fluids

References

1. Zheltov Yu.V. i dr. *Razrabotka i ekspluatatsiya neftegazokondensatnykh mestorozhdeniy* [Development and production on oil and condensate fields] Moscow: Nedra, 1979, 254 p.
2. Khanov B.B., Pelivanov Yu.P., Lanets Z.B., Samoylov A.S., Dubiv I.B. *Issledovanie konusobrazovaniya vody i gaza pri razrabotke neftyanoy otorochki Tazovskogo mestorozhdeniya s primeneniem tekhnogennogo ekranirovaniya* [Research of coning water and gas in development the Tazovskii oilfield with tecnogenic shielding]. Issues of development Siberian gas industry: XIX scientific and practical conference of "TumenNilgiprogaz" young scientists and specialists, abstracts. 2016, Tyumen, pp. 135–138.
3. Kurenkov I.A. *Analiticheskiy obzor zarubezhnogo opyta po gazovomu i vodogazovomu vozdeystviyu na plast tsel'yu povysheniya nefteodachi plastov: Analiticheskiy otchet* [Analytical review of foreign experience on gas and water gas injections to improve the oil reservoir recovery: Analytical report]. Moscow, 2007, 234 p.
4. Medvedev N.Ya., Fursov A.Ya. *Geotekhnologii v razrabotke gazoneftnyanykh zalezhey* [Geotechnologies in gas and oil fields production]. Moscow: Nedra, 1995, 158 p.
5. Arzhilovskiy A.V., Bikbulatova T.G., Kostyuchenko S.V. *Opyt modelirovaniya Samotlorskogo mestorozhdeniya: problemy i perspektivy* [Samotlorskoye field modeling case history: issues and prospects]. Oil industry. 2010, issue 11, pp. 46–50.
6. Cheremisina N.A., Rzaev I.A., Borovkov E.V., Tolstolytkin D.V. i dr. *Sovershenstvovanie polnomasshtabnoy gidrodinamicheskoy modeli plastov AV_{1,5} Samotlorskogo mestorozhdeniya* [Improving the full-scale hydrodynamic model formation AV_{1,5} Samotlorskoye field]. Oil industry. – 2012, issue 10, pp. 49–53.
7. Tolstolytkin D.V. Rzaev I.A., Lanina O.V. *Obosnovanie formirovaniya ploshchadnoy sistemy zavodneniya podgazovoy zony plastov AV_{1,5} Samotlorskogo mestorozhdeniya s ispol'zovaniem geologo-gidrodinamicheskoy modeli* [Explanation of under-gas-cap zone dispersed water flood system formation of horizons AV_{1,5} Samotlorskoye oil field using reservoir simulation model]. Oil industry, 2013, issue 6, pp. 91–93.
8. Lanina O.V. Chusovitin A.A., Radygin S.A., Yarovenko I.V. *Realizatsiya bar'ernogo zavodneniya na Samotlorskom mestorozhdenii* [Barrier waterflooding in Samotlorskoye field]. Oil industry, 2013, issue 2, pp. 60–62.