

Технология повышения нефтеизвлечения из неоднородных карбонатных коллекторов с применением боковых горизонтальных каналов

Technology for Enhanced Oil Recovery from Heterogeneous Carbonate Reservoirs Using Lateral Horizontal Channels

Э.М. АБУСАЛИМОВ, Ф.З. ИСМАГИЛОВ, Р.Ф. ХУСАИНОВ, ПАО «Татнефть»;
Р.А. ТАБАШНИКОВ, Р.М. АХМЕТШИН, И.Н. АДЫЛГАРЕЕВ, ООО «ТаграС-РемСервис»

E.M. ABUSALIMOV, F.Z. ISMAGILOV, R.F. KHUSAINOV, Tatneft PJSC;
R.A. TABACHNIKOV, R.M. AKHMETSHIN, I.N. ADYLGAREEV, Tagras-RemService LLC

Рассматривается использование боковых горизонтальных каналов малого диаметра с точки зрения извлечения трудноизвлекаемых запасов из неоднородных плотных коллекторов. Освещены технологические решения, использованные в компании, проблемы, полученные при внедрении технологии, а также результаты применения и точки технологического роста.

В последние годы общий вектор разработки в ПАО «Татнефть» смещается в сторону месторождений, сложенных карбонатными породами, относящихся к категории трудноизвлекаемых с общей доля невовлеченных запасов 57%. Следует отметить, что текущие темпы отбора запасов не позволяют эффективно вырабатывать весь ресурсный потенциал карбонатов нижнего и среднего карбона – общая доля извлеченных запасов из карбонатов составляет всего 21% (рис. 1).

Процесс разработки данных пластов осложняется наличием естественных трещин, простирающихся в вертикальном направлении, отсутствием эффективной системы ППД и близким расположением водонасыщенных пластов, что в совокупности увеличивает риски прорыва пластовой воды, особенно при применении методов стимуляции пласта. Следует отметить, что для башкирского и турнейского ярусов характерно низкое пластовое давление (в среднем 50–30% от начального). Перечисленные факторы оказывают негативное влияние на коэффициент извлечения углеводородов и на продуктивность скважин.

Для решения задачи интенсификации притока нефти в этих условиях



Э.М. Абусалимов
E.M. Abusalimov

The paper discusses the application of small diameter lateral horizontal channels for production of hard-to-recover reserves from heterogeneous tight reservoirs. The paper describes technological solutions used in the Company, challenges encountered during the implementation, results of the application and milestones for technological growth.

In recent years, the focus of field development in Tatneft PJSC has shifted towards the carbonate reservoirs classified as hard-to-recover reserves with a total share of recoverable reserves of 57%. It should be noted that the current production rate does not allow for the efficient production of the entire resource potential of lower and middle Carbon period – the total share of reserves extracted from Carbon reservoirs is only 21% (Figure 1).

The process of development of these reservoirs is complicated by natural fractures extending in the vertical

широкомасштабное применение получили простые солянокислотные обработки, а в дальнейшем и более сложные селективные технологии, такие как циклические кислотные обработки с применением жидкостей-отклонителей. Важно подчеркнуть, что значительная доля карбонатных объектов разработки эксплуатируется с применением скважин с открытым горизонтальным окончанием, в которых многократные кислотные обработки со временем не приносят экономически обоснованных результатов и имеют недостаточную продолжительность эффекта (около 3–5 месяцев) (рис. 2).

Специалистами ПАО «Татнефть» и ООО «ТаграС-РемСервис» был основательно изучен опыт работ на месторождении и предложен пилотный проект бурения боковых каналов малого диаметра с последующей динамической стимуляцией.

Для реализации пилотного проекта выбраны следующие критерии применимости:

- обводненность продукции – не более 60%;
- балансовые запасы нефти – не менее 65 тыс. т;
- накопленный отбор нефти по скважине – не более 40 тыс. т;
- нефтенасыщенная толщина пласта – не менее 7,0 м;
- пластовое давление должно быть не менее 0,3 от начального;
- диаметр горизонтального открытого ствола скважины – не более внутреннего диаметра э/колонны;
- интенсивность набора угла (кривизна открытого ствола) – не более 6°/10 м.

Принцип бурения каналов достаточно традиционный: спускается клин-отклонитель, забуривается боковое ответвление, бурится боковой канал, очищается стенка породы от кольматантов (рис. 3).

По мере совершенствования технологических приемов и наработки опыта опробовано бурение каналов диаметром 68 мм с различным апсидальным углом, глубиной и количеством каналов в зависимости от целевой зоны с потенциальными запасами. Для очистки поверхности от частиц породы поверхность обрабатывалась кислотой.

Основной акцент в статье делается на аналитические зависимости взаимовлияния различных параметров и технологических приемов на результативность применения технологий.

В процессе тестирования различных технических приемов опробованы различные приемы создания каналов: от создания нескольких каналов небольшой длины (30–50 м) до единичных каналов длиной 100 м. Наилучшие результаты показал метод создания более протяженных каналов длиной около 100 м – прирост дебита составил +195% (рис. 4).

Важное значение с точки зрения

Доля остаточных извлекаемых запасов
Share of remaining recoverable reserves

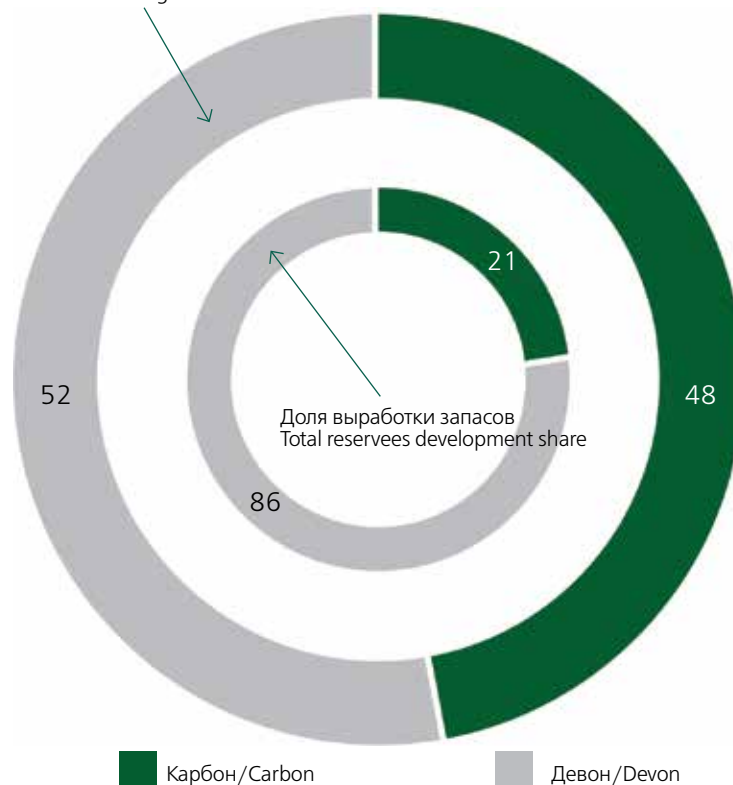


Рисунок 1 – Доля остаточных извлекаемых запасов и их доля выработки

Figure 1 – The share of remaining recoverable reserves and total reserves development share

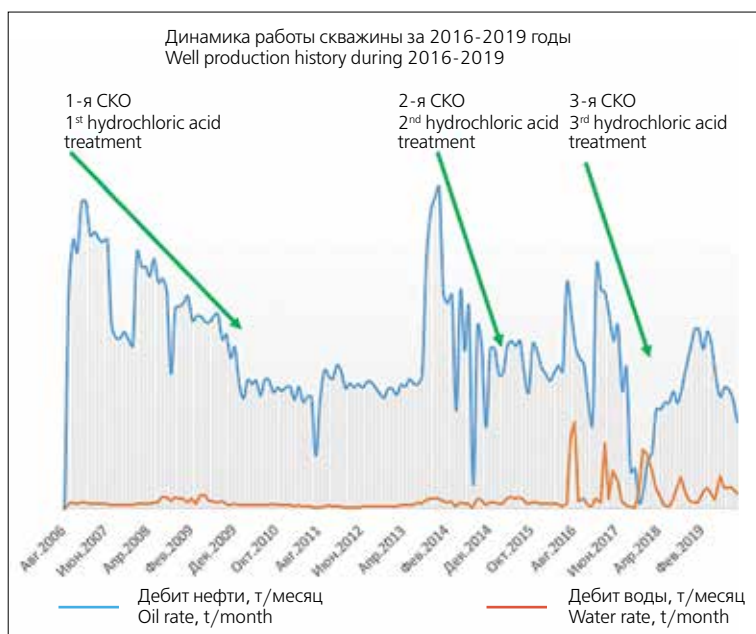


Рисунок 2 – Типовая продолжительность эффекта после солянокислотных обработок

Figure 2 – Typical effect duration after hydrochloric acid treatments

direction, the absence of an effective reservoir pressure maintenance system and the close proximity of water-saturated reservoirs. These factors increase the risk of reservoir water breakthrough, especially when using reservoir stimulation methods. It should be noted

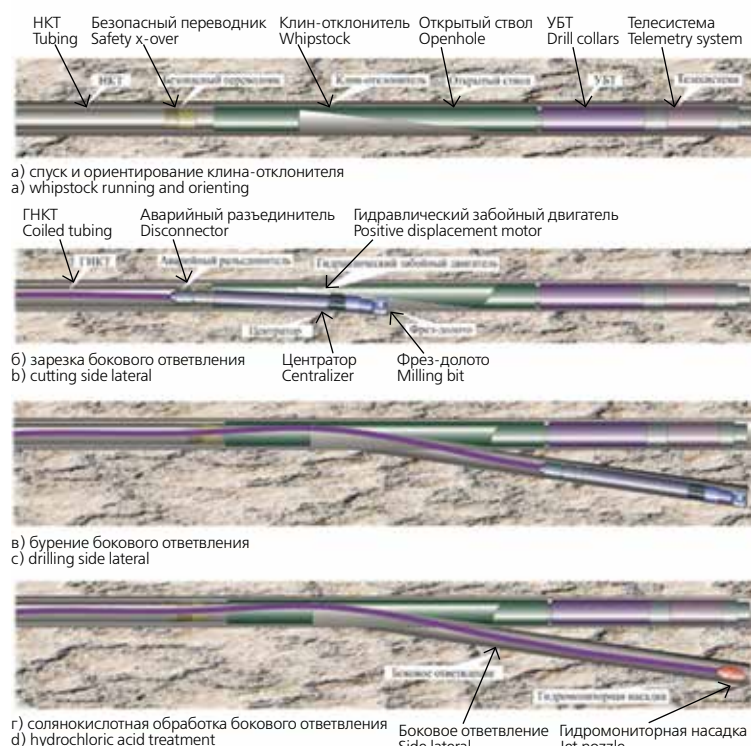


Рисунок 3 – Общий принцип создания протяженных каналов

Figure 3 – General principle of drilling long channels

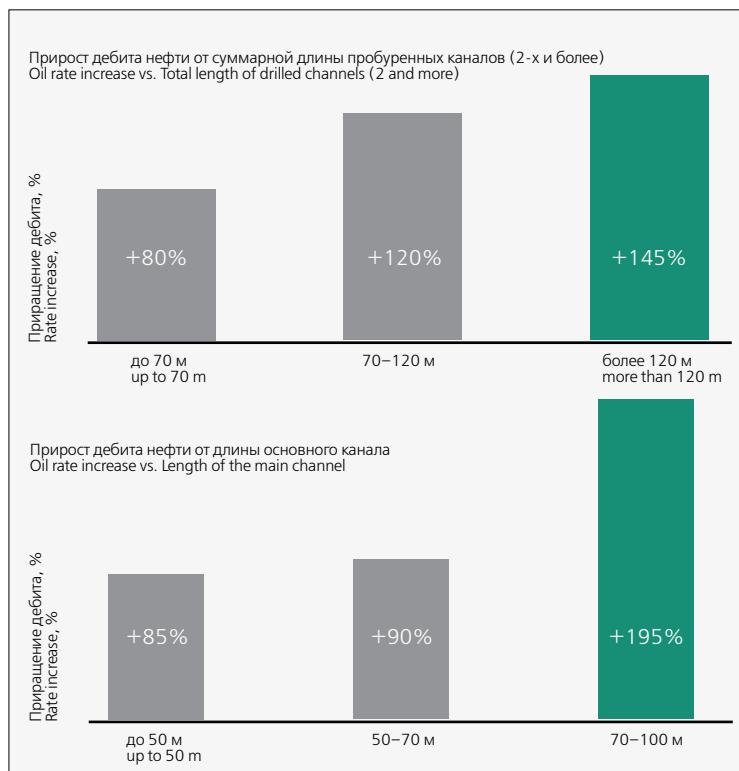


Рисунок 4 – Влияние длины пробуренных каналов на дебит

Figure 4 – Influence of the length of the drilled channels on the flow rate

результативности имеет полноценная очистка каналов от частиц выбуренной породы. Простая закачка кислоты в канал приносила на 40% меньший результат по сравнению с полноценной гидромониторной резкой при

that reservoirs in Bashkir and Tournai stages are characterized by low reservoir pressure (50–30% of the initial pressure on average). These factors have a negative impact on the hydrocarbon recovery rate and well productivity.

Widely used methods of enhanced oil recovery under these conditions include simple hydrochloric acid treatments and more complex selective technologies, such as cyclic acid treatments with diverter fluids. It should be stressed that a significant share of carbonate reservoirs is operated with wells with a horizontal openhole wellbore, in which multiple acid treatments over time are not commercially feasible with a short effect duration (about 3–5 months) (Figure 2).

Tatneft PJSC and Tagras-RemService LLC specialists have thoroughly studied the field experience and proposed a pilot project for drilling small diameter lateral channels with subsequent dynamic treatment.

The following applicability criteria have been selected for the pilot project:

- watercut is no more than 60%;
- commercial oil reserves – not less than 65 thousand tons;
- cumulative oil production from the well – no more than 40 thousand tons;
- oil-saturated layer thickness – not less than 7.0 m;
- reservoir pressure should be at least 0.3 from the initial;
- diameter of horizontal openhole shouldn't exceed internal diameter of production casing
- dog leg severity (openhole deviation) – no more than 6°/10 m.

The principle of channel drilling is quite conventional: the whipstock is lowered, the side lateral is drilled, the side channel is drilled, the rock wall is cleaned from bridging agents (Figure 3).

As the technological methods improved and experience gained, drilling of 68 mm diameter channels with different apsidal angle, depth and number of channels was tested depending on the target zone with potential reserves. To clean the surface from rock particles, the surface was treated with acid.

The primary focus in the article is on analytical dependencies of mutual influence of various parameters and technological methods on the efficiency of technology application.

During testing various technical methods, different methods of channels drilling have been tested: from several channels of small length (30–50 m) to single channels of 100 m length. The method of drilling longer channels with the length of about 100 m showed the best results – the debit growth rate was +195% (Figure 4).

Efficiency wise, it is important to perform complete cleaning of the channels from the drilled rock particles. Simple acid injection into the

высоком давлении в пробуренном канале (рис. 5). При этом с увеличением удельных объемов кислоты с $0,04 \text{ м}^3/\text{м}$ до $0,2 \text{ м}^3/\text{м}$ и глубины воздействия «резанием» породы наблюдался значительный прирост притока нефти.

Также важным фактором является отклонение канала от основного ствола. Небольшой суммарный отход забоя нового канала (до 5 м) дает незначительный результат по сравнению с каналами, имеющими отход 5 м и более. Разница в увеличении прироста дебита нефти составляет соответственно +95% и +180%.

За три года за счет оптимизации параметров каналов и режимов гидромониторного воздействия, создания каналов с забоя и управления траекторией достигнуто снижение операционных затрат на 19% при планомерном увеличении результативности геолого-технического мероприятия (рис. 6).

Благодаря одновременному использованию комбинации разных технологических приемов достигнуты хорошие результаты в сложных геологических условиях.

Потенциальными точками роста для технологии авторы представляют:

- компоновки бурения, управляемые в реальном времени;
- увеличение отхода от основного ствола;
- бурение каналов с забоя скважин;
- вариации режимов гидромониторного воздействия;
- повышение надежности оборудования;
- предотвращение колюматации основного ствола;
- бурение с аэрацией.

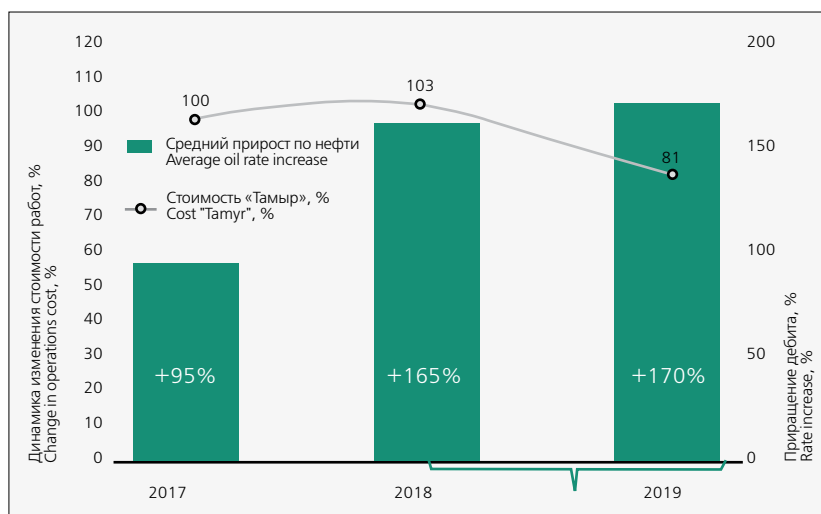


Рисунок 6 – Снижение операционных затрат
Figure 6 – Reduction of operational costs

Данный проект был реализован на 26 скважинах, эксплуатирующих башкирский и турнейский ярусы. По результатам проведенных работ технология включена в регулярную производственную программу. ☉

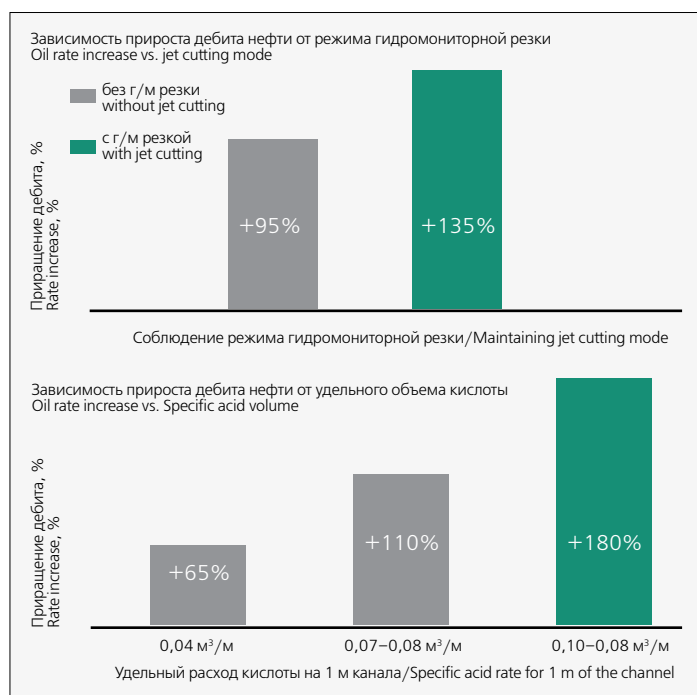


Рисунок 5 – Влияние гидромониторной обработки каналов
Figure 5 – Effect of channels jet treatment

channel resulted in 40% lower output as compared to full jet cutting at high pressure in the drilled channel (Figure 5). At the same time, increase in specific acid volumes from $0.04 \text{ м}^3/\text{м}$ to $0.2 \text{ м}^3/\text{м}$ and the depth of rock "cutting" resulted in a significant increase in oil flow rate.

Also, an important factor is the deviation of the channel from the main bore. A small total drilling reach of the new channel (up to 5 m) provides insignificant result in comparison with the channels with the drilling reach of 5 m and more. The difference in oil flow rate increase is +95% and +180%, respectively.

For three years optimization of channels parameters and jet cleanout modes, drilling channels from a bottom-hole and drilling steering resulted in reduction of operational costs by 19% with the planned increase of efficiency of well interventions (Figure 6).

Simultaneous application of different technologies provided positive results in difficult geological conditions.

The following potential growth drivers for the technology are considered:

- drilling bottomhole assemblies that can be controlled in real time;
- extension of the drilling reach;
- channel drilling from the bottomhole;
- variations in jet cleanout modes;
- increased equipment reliability;
- prevention of bridging of the main bore;
- drilling with air cutting.

This project was implemented in 26 wells producing from the Bashkir and Tournai stages reservoirs. Based on the results of the performed operations, the technology is included in the regular production program. ☉