

*Дузбаев С.К., Мирсаатов О.М., Утегалиев С.А., Газизов А.Ш., Газизов А.А., Комаров А.М.*

**Опыт применения модифицированных ПДС для повышения нефтеотдачи пластов, насыщенных высокоминерализованными пластовыми водами.**

Анализ применения известных физико-химических методов повышения нефтеотдачи в различных нефтяных регионах России и Казахстана показывает, что в условиях высокой минерализацией пластовых вод, практически для всех основных применяющихся МУН, минерализация вод является ограничивающим фактором, резко снижающим их эффективность.

Совместными исследованиями Российских и Казахстанских нефтяников создан эффективный физико-химический метод воздействия на пласты, насыщенные водами с минерализацией свыше 270 г/л на основе системы «ПДС-алюмохлорид-АМГ».

Промысловый эксперимент по определению эффективности МУН на основе применения модифицированных ПДС в условиях высокоминерализованных пластовых вод был проведен на Вятской площади Арланского месторождения на двух опытных участках в 2003 г.

Основным объектом разработки на Вятской площади Арланского месторождения является терригенная толща нижнего карбона (ТТНК), свыше 80% начальных запасов нефти приурочены к пластам  $C_{VI}$  – бобриковского,  $C_{VIo}$ ,  $C_V$ ,  $C_{IV}$ ,  $C_{IVo}$ ,  $C_{III}$ ,  $C_{II}$ ,  $C_I$ -тульского горизонтов, толщины пластов изменяются в широких пределах от 1,4-8,8 м, проницаемость 0,229–1,113 мкм<sup>2</sup>, коэффициент песчаности - 0,41, коэффициент расчлененности -3,3. Улучшение коллекторских свойств и уменьшение глинистости в горизонте прослеживаются вниз по разрезу, что предопределяет неравномерность вытеснения нефти водой.

Опытный участок № 1 ограничивается добывающими скважинами первого и второго рядов, находящихся в зоне влияния нагнетательных скважин 6450, 6464, 6467. В пределах опытного участка скважинами вскрыты пласты  $C_I$ ,  $C_{III}$ ,  $C_{IV}$ ,  $C_{VIo}$ ,  $C_{VI}$  визейского яруса нижнего карбона. Участок находится на поздней стадии разработки и характеризуется высокой обводненностью добываемой продукции, достигающей 95,8 % масс., среднесуточный дебит скважин по жидкости – 74,9 м<sup>3</sup>/сут, по нефти –3,7 т/сут.

Закачка технологической жидкости производилась по схеме: 50 м<sup>3</sup> – модифицирующих добавок (совместная закачка алюмохлорида с АМГ), 20 м<sup>3</sup> воды, далее циклично ПДС (ПАА–100 м<sup>3</sup>, ГС-100 м<sup>3</sup>). Всего на опытном участке № 1 закачали в пласт 2590,8 м<sup>3</sup> ПДС. Приемистость скважин после воздействия снизилась на 40-67 %. После воздействия МПДС, по результатам ГИС, в результате повышения фильтрационного сопротивления основного работающего интервала произошло перераспределение фильтрационных потоков с подключением в работу интервалов пластов, ранее не охваченным заводнением, обводненность по скважинам снизилась до 17 %, среднесуточный дебит скважин по нефти максимально увеличился на 8,0 %. Дополнительная добыча нефти по опытному участку № 1, составила 7792 т, снижение объемов попутно-добываемой воды – 259516 тонн (рис. 1).

На участке № 2 обработки нагнетательных скважин 6485 и 6705 проводены в августе 2003 г. Объем закачки МПДС в скважины составил 2100-2072 м<sup>3</sup>. Приемистость скважин после воздействия снизилась в среднем на 25%, что свидетельствует об увеличении фильтрационного сопротивления промытой части пласта. Воздействие на участке проводилось в период падения добычи нефти, вызванного ростом обводненности добываемой продукции и некоторым снижением объемов добываемой жидкости. Падение среднесуточной добычи нефти по участку, до проведения мероприятий, составляло 3-7 тонн в течение одного месяца. После воздействия МПДС наблюдается снижение темпов падения данного показателя до 1-2 тонн в месяц, стабилизировалась обводненность добываемой продукции. Динамические уровни в эксплуатационных скважин снизились в среднем на 60-70 метров и стабилизировались на уровне 760-770 метров. Дополнительная добыча нефти по опытному участку, после воздействия МПДС составила 5623 тонн, снижение объемов попутно-добываемой воды – 191359 т

Таким образом, в промысловых условиях показано, что применение технологии «ПДС-алюмохлорид-АМГ», разработанной для использования в пластах с высокой минерализацией вод, приводит к перераспределению потоков в продуктивном пласте и росту дебита нефти, вследствие увеличения охвата пласта воздействием. Закачивание системы «ПДС-алюмохлорид-АМГ»,

взаимодействующей с компонентами продуктивного пласта и между собой с образованием водоизолирующей массы, блокирующей промытые каналы нефтеводонасыщенного коллектора, обеспечивает вытеснение нефти из менее проницаемых пропластков в указанных сложных геолого-физических условиях, вовлекая их в активную разработку.

Опытно-промышленные испытания МУН на основе модифицированных ПДС на Вятской площади Арланского месторождения в терригенных коллекторах с минерализацией пластовых вод 270 г/л подтвердили их высокую эффективность. Несмотря на то, что компоненты технологической жидкости ПАА и глинистая суспензия готовились на минерализованной сточной воде, а образование структурированной дисперсной системы происходило в пластовых водах с содержанием солей 270 г/л., обработка высокообводненных пластов системой «ПДС-алюмохлорид-АМГ» в 2003 и 2004 годах позволила дополнительно добыть на 01.03.2005 г 19359 т нефти и снизить добычу попутно-добываемой воды на 660105 т. при продолжающемся эффекте.

Результаты воздействия технологии на основе «ПДС-алюмохлорид-АМГ» на показатели разработки Вятской площади позволяют рекомендовать данный МУН к дальнейшему внедрению в сложных условиях заводнения пластов, насыщенных высокоминерализованными водами 270 г/л. и выше.

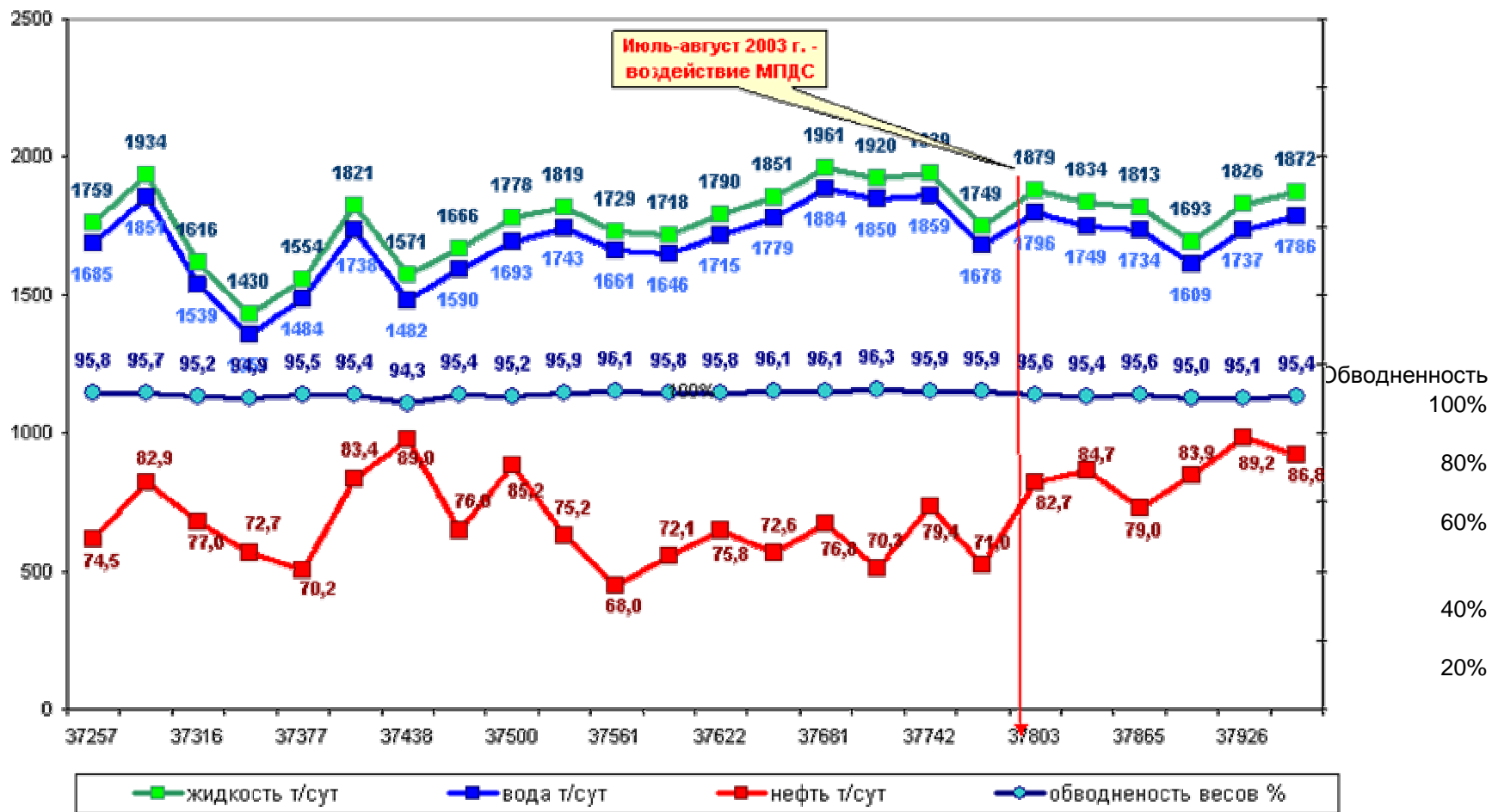


Рис.1. Показатели разработки опытного участка № 1 нагнетательных скважин 6450, 6464, 6467