

## К ОСОБЕННОСТЯМ РАЗРАБОТКИ ПЛАСТА АВ<sub>1</sub><sup>1-2</sup> САМОТЛОРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

**Р. А. Хузин, В. А. Мордвинов**

Пермский государственный технический университет

*По результатам гидродинамического моделирования обоснована необходимость проведения геолого-технических мероприятий по ликвидации заколонных перетоков воды и регулирования системы поддержания пластового давления.*

Пласт АВ<sub>1</sub><sup>1-2</sup> «рябчик» является верхним эксплуатационным объектом на Самотлорском нефтяном месторождении. Он вскрыт большим количеством скважин и в геологическом отношении хорошо изучен. Средняя толщина нефтенасыщенной части пласта по отдельным участкам составляет 8–12 м, пласт сложен тонким чередованием песчаников, алевролитов и глин. Проницаемость пласта  $(11...21) \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, естественная продуктивность по добывающим скважинам составляет в среднем 0,23 м<sup>3</sup>/сут·МПа. Коллектор пласта в целом выдержан по площади, низкопроницаемые и непроницаемые линзы занимают не более 1 % площади залежи.

Активная разработка пласта с низкими фильтрационно-емкостными свойствами ведется в последние годы благодаря освоению технологии гидравлического разрыва (ГРП). Система разработки формируется, главным образом, за счет перевода выполнивших свое назначение скважин с нижележащих объектов. Пластовое давление в залежи в связи с интенсивными отборами жидкости и недостаточно развитой системой поддержания пластового давления (ППД) снижается, достигая на отдельных участках 12–13 МПа при начальном  $P_{пл} = 17,6$  МПа. Одной из причин такого положения являются заколонные перетоки закачиваемой воды в нижележащий обводненный пласт АВ<sub>1</sub><sup>3</sup>, имеющий повы-

шенные коллекторские свойства. Примерно в каждой второй эксплуатационной скважине отмечаются нарушения их технического состояния. Прямые заколонные перетоки, по данным выполненных исследований, имеют место в нагнетательных скважинах, обратные перетоки из нижележащего пласта в скважины, эксплуатирующие пласт АВ<sub>1</sub><sup>1-2</sup>, наблюдаются в добывающих скважинах. При интенсивной закачке воды и проведении ГРП трещины разрыва образуются не только в пласте АВ<sub>1</sub><sup>1-2</sup>, но и в пласте АВ<sub>1</sub><sup>3</sup>, что также ведет к уходу закачиваемой воды в нижний пласт.

С целью оценки эффективности системы ППД пласта АВ<sub>1</sub><sup>1-2</sup> в условиях гидродинамического взаимодействия его с пластом АВ<sub>1</sub><sup>3</sup> создана двухслойная по вертикали двухмерная и двухфазная (нефть, вода) гидродинамическая модель с фильтрационно-емкостными свойствами, соответствующими по каждому слою средним параметрам пластов (табл. 1). В качестве гидродинамического симулятора использован Eclipse 100 компании «Schlumberger».

### Характеристика пластов и флюидов

Параметры пластов	АВ <sub>1</sub> <sup>1-2</sup> «рябчик»	АВ <sub>1</sub> <sup>3</sup>
Средняя эффективная толщина пласта, м	8,2	5,4
Пористость, д. ед.	0,24	0,24
Проницаемость, мД	11	130
Расстояние между добывающими скважинами и нагнетательной скважинами, м	400	400
Вязкость нефти, мПа·с	1,67	1,52
Вязкость воды, мПа·с	0,51	0,51
Плотность нефти, кг/м <sup>3</sup>	846	846
Объемный коэффициент, д. ед.	1,203	1,255
Сжимаемость нефти, 1/МПа	0,00132	0,00146
Сжимаемость воды, 1/МПа	0,00023	0,00023
Объемный коэффициент воды, д. ед.	1,012	1,012
Среднее текущее пластовое давление, МПа	14,0	16,3
Текущий коэффициент нефтенасыщенности	0,55	0,192
Остаточная нефтенасыщенность	0,323	0,192

При моделировании принято, что пласт  $AB_1^{1-2}$  имеет начальную нефтенасыщенность, а пласт  $AB_1^3$  полностью промыт водой. Фазовые проницаемости приняты по данным лабораторных исследований фильтрации на образцах керна. В качестве граничного условия определены постоянные значения забойного давления для добывающих и нагнетательных скважин – соответственно 10 и 20 МПа. Отключение добывающих скважин происходит при 98 %-ной обводненности (дополнительное граничное условие). По первому варианту расчетов гидроразрыв пласта  $AB_1^{1-2}$  воспроизводился его перфорацией и установкой отрицательного значения скин-фактора ( $-4$ ), наличие перетока из пласта  $AB_1^3$  – путем его перфорации в добывающих скважинах. По второму варианту дополнительно к вскрытию пласта  $AB_1^3$  с целью моделирования образования трещин ГРП в этом пласте устанавливался также отрицательный скин-фактор ( $-4$ ).

При работе с моделью получены следующие результаты. Для достижения заданного коэффициента нефтеизвлечения по пласту  $AB_1^{1-2}$ , одинакового для каждого из вариантов, во втором случае необходимо прокачать воды в 4,3 раза больше, чем в первом варианте, при этом добывающие скважины вступают в эксплуатацию с начальной обводненностью 50 %. Если трещины ГРП в пласте  $AB_1^3$  имеют такую же протяженность, что и в пласте  $AB_1^{1-2}$ , необходимый объем закачки воды увеличивается в пять раз.

Результаты моделирования показывают, что для повышения эффективности разработки пласта  $AB_1^{1-2}$  необходимо проведение мероприятий по ликвидации заколонных перетоков закачиваемой воды в нижележащие пласты в нагнетательных скважинах, заколонных перетоков воды из нижнего пласта в пласт  $AB_1^{1-2}$  в добывающих скважинах и по регулированию системы ППД в целом с целью сокращения непродуцительной закачки воды.

Частью скважин пласт  $AB_1^{1-2}$  вскрыт на участках с низкопроницаемыми и непроницаемыми линзами. Линзы рас-

средоточены по площади достаточно равномерно, размеры их относительно невелики, поэтому при проведении ГРП трещины разрыва, как правило, выходят за пределы линз.

В [1, 2] на основе теоретических исследований показано, что, независимо от формы непроницаемых участков в структуре продуктивных пластов, дебиты вскрывающих непроницаемые линзы скважин после ГРП незначительно отличаются от дебитов скважин после ГРП в однородном пласте, если длина трещин разрыва в два раза и более превышает диаметр линзы. Ниже рассмотрены результаты проведения ГРП при освоении добывающих скважин, вскрывающих непроницаемые линзы в пласте АВ<sub>1</sub><sup>1-2</sup>.

Первый ГРП в такой скважине (скв. 25144) выполнен в ноябре 2005 г. Скважина переведена с нижележащего объекта при обводненности 85 % и дебите по жидкости 12,4 т/сут. Перед проведением ГРП ремонтно-изоляционные работы по нижнему объекту не проводились, лишь применена засыпка нижнего интервала перфорации пропантом. После ГРП скважина введена в эксплуатацию с дебитом по жидкости 48 т/сут, при обводненности 65 %, что примерно соответствует показателям работы соседних добывающих скважин пласта АВ<sub>1</sub><sup>1-2</sup>. В апреле 2006 г. гидроразрыв пласта, после изоляции нижних пластов, проведен в скв. 25209 и 25344, также вскрывших непроницаемые линзы пласта АВ<sub>1</sub><sup>1-2</sup>. Скважины длительное время находились в бездействии из-за высокой обводненности пласта АВ<sub>1</sub><sup>3</sup>. После перфорации шестиметрового интервала пласта АВ<sub>1</sub><sup>1-2</sup> ГРП в скв. 25209 произведен с закачкой 29 т пропанта. Вертикальная трещина протяженностью 67 м не вышла за пределы пласта. Дебит скважины по жидкости после ГРП составил 47 т/сут при обводненности 41 %. Вертикальная трещина в пласте АВ<sub>1</sub><sup>1-2</sup> после ГРП скв. 25344 имела протяженность 60 м, ширину 1,45 см, высоту 22 м. Дебит скважины по жидкости составил 35 т/сут при обводненности 44 %. Показатели работы скв. 25209 и 25344 после ГРП примерно соответствуют дебитам и обводненности соседних (пласт АВ<sub>1</sub><sup>1-2</sup>) скважин.

Полученными при проведении ГРП в скв. 25144, 25209 и 25344 результатами подтверждена высокая эффективность данного мероприятия в скважинах, вскрывающих низкопроницаемые или непроницаемые участки продуктивных пластов, при условии, что трещины разрыва выходят за пределы зон замещения пласта плотными породами.

### **Список литературы**

1. Каневская Р. Д. Математическое моделирование гидродинамических процессов разработки месторождений углеводородов: учебное пособие для вузов / Р. Д. К. – М.: Ижевск: Ин-т компьютер. исслед., 2003. – 128 с.

2. Кац Р. М. Проектирование разработки нефтяных месторождений с применением гидроразрыва пластов (ГРП) на основе современных компьютерных технологий / 2 авт. // Повышение уровня добычи нефти на месторождениях ОАО «ННГ» в 1997-2005 гг.: материалы НТК. – М.: ВНИИОЭНГ, 1999.

*Получено 07.12.06.*