



УДК 622.276.1/4

О РАЗМЕЩЕНИИ ДОБЫВАЮЩИХ И НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН ПРИ НЕОДНОРОДНОСТИ ПЛАСТА-КОЛЛЕКТОРА ПО ПРОНИЦАЕМОСТИ



ABOUT LOCATION OF PRODUCTION AND INJECTION WELLS WITH THE HETEROGENEITY OF THE RESERVOIR PERMEABILITY

Мингазутдинова Роза Фоатовна
магистрант,
Альметьевский государственный
нефтяной институт
roza9600@mail.ru

Ибрагимов Ильдар Ильясович
кандидат технических наук,
Альметьевский государственный
нефтяной институт
ildaribragimov5@gmail.com

Аннотация. Рассмотрена задача наиболее эффективной расстановки добывающих и нагнетательных скважин при разработке неоднородного по проницаемости пласта-коллектора. Построена модель для двух вариантов размещения скважин.

Ключевые слова: неоднородность по проницаемости, расстановка скважин, обводненность, коэффициент извлечения нефти.

Mingazutdinova Roza Foatovna
Magister,
Almetyevsk State Oil Institute
roza9600@mail.ru

Ibragimov Ildar Ilyasovich
Candidate of Technical Sciences,
Almetyevsk State Oil Institute
ildaribragimov5@gmail.com

Annotation. A problem of the most effective arrangement of production and injection wells during the development of a reservoir heterogeneous in permeability is considered.

Keywords: heterogeneous in permeability, arrangement of wells, water cut, oil recovery factor.

Вопросам о размещении нагнетательных и добывающих скважин в зонально неоднородном по проницаемости пласте посвящено достаточное количество работ. Исследователи стараются понять, как влияет расположение скважин в зонах коллектора с разной проницаемостью на эффективность нефтеизвлечения. Особенно остро данный вопрос стоит для систем разработки с поддержанием пластового давления. Установлено, что расположение нагнетательных скважин в низкопроницаемых зонах, а добывающих – в высокопроницаемых зонах коллектора способствует повышению охвата воздействием. Более того, даже в условиях частично выработанного пласта, трансформация действующей системы разработки согласно указанному выше принципу имеет значительные потенциалы для увеличения коэффициента извлечения нефти (КИН). Но в то же время существует тенденция бурения добывающих скважин в низкопроницаемых зонах, а нагнетательных в высокопроницаемых зонах. Обусловлено это тем, что в таком случае количество нагнетательных скважин требуется небольшое и они выполняют функцию лишь компенсации отбора закачкой. А правильно ли это? Поэтому для исследования этого вопроса ставится задача в следующей постановке.

Рассмотрим участок залежи нефти с геометрическими размерами 90х90х1, то есть состоящий из одного пласта. (рис.1)

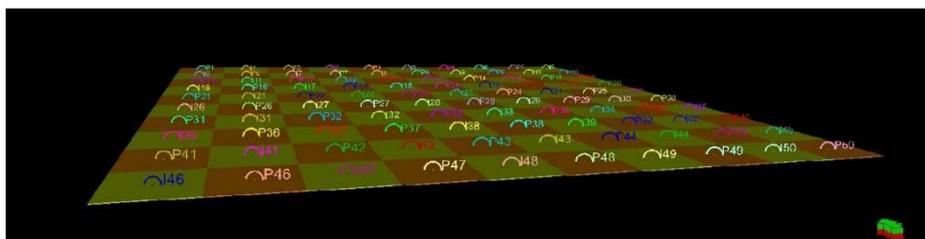


Рисунок 1 – Моделируемый участок

Начальная нефтенасыщенность – 0,8 д.ед. Поле проницаемости коллектора анизотропно, т.е. $K_x = K_y = 10K_z$.

Свойства пластовых флюидов моделировались для условий залежей с нормальными условиями. Плотность и вязкость воды при начальной пластовой температуре приняты равными соответственно 1,01 г/см³ и 0,31 сПз. Для нефти плотность в поверхностных условиях составила 0,829 г/см³. В пластовых условиях плотность и вязкость нефти составляют соответственно 0,635 г/см³ и 0,31 сПз.



Первый вариант задачи. Пусть залежь имеет зонально неоднородный по проницаемости коллектор с коэффициентом проницаемости $K_x = K_y = 500$ мД и $K_z = 50$ мД в высокопроницаемых зонах, где будут располагаться добывающие скважины и $K_x = K_y = 100$ мД и $K_z = 50$ мД в низкопроницаемых зонах, где будут располагаться нагнетательные скважины. Пористость коллектора составляет 20 %. Нагнетательная скважина расположена в центре участка залежи и окружена четырьмя добывающими скважинами.

Второй вариант задачи. В этом случае меняется только лишь расположение скважин – добывающие скважины разбуриваются в зонах с низкой проницаемостью, нагнетательные – в зонах с высокой проницаемостью.

При моделировании предполагалось, что нагнетательные и добывающие скважины пускаются в работу одновременно. При этом на работу добывающих скважин накладывалось ограничение по забойному давлению – 120 атм. Для нагнетательных скважин задавалось предельное давление закачки 260 и 180 атм для первого и второго варианта соответственно.

Начальные технологические параметры разработки задавались одинаковыми для обоих вариантов задачи.

Хорошо известно, что в пласте с различными значениями проницаемости в первую очередь заводняются высокопроницаемые слои, что и произошло в первом варианте нашей задачи. На рисунке 2 представлен график зависимости накопленной добычи нефти от накопленной закачки воды, свидетельствующий о том, что при первом варианте разработки залежи прокачивалось большее количество воды через пласт. Объясняется это тем, что закачиваемая вода быстро прорвалась к забоям добывающих скважин, так как эти зоны обладали наибольшим значением проницаемости. Быстрый прорыв воды стал причиной снижения пластового давления в добывающих скважинах, для поддержания которого потребовалось большее количество объемов нагнетаемой воды. Значение накопленной добычи нефти на конец расчета при этом также оказалось выше, чем во втором случае.

Во втором варианте задачи такого быстрого прорыва воды не происходит, а значит, пластовое давление в области добывающих скважин не снижается так стремительно, следовательно, не требуется такого количества нагнетаемой воды, как в первом случае, о чем свидетельствует рисунок 2.

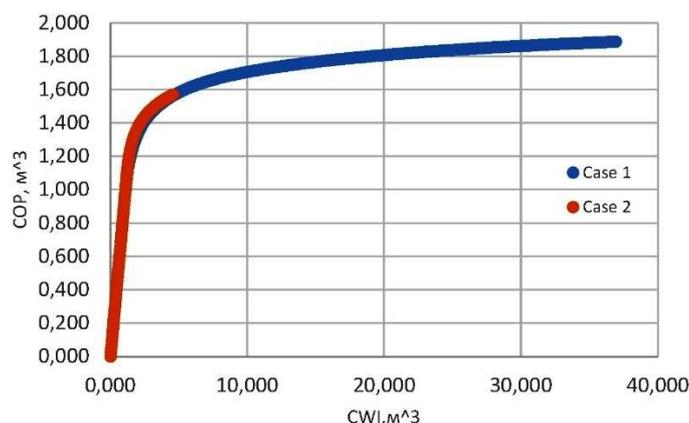


Рисунок 2 – График зависимости накопленной добычи нефти от накопленной закачки воды

Проницаемость является одной из важнейших гидродинамических характеристик пористой среды. От величины коэффициента проницаемости зависит ее пропускная способность. Поэтому добывные возможности пласта или его продуктивность также зависят от величины проницаемости. Вследствие этого проницаемость существенно влияет практически на все технологические показатели разработки. Нефтеотдача, как один из важнейших технологических показателей также определяется величиной проницаемости.

На рисунке 3 представлена зависимость коэффициента извлечения нефти от обводненности скважин для двух вариантов задачи. Ранее было отмечено, что в первом варианте вода стремительно прорывается к забоям добывающих скважин по высокопроницаемым зонам – это значит, что обводненность скважин также стремительно растет. Так, период безводной добычи нефти в этом случае составил 13 месяцев, а критическая обводненность была достигнута уже через 4,5 года добычи. За критическую обводненность было принято значение максимальной обводненности для второго варианта задачи, равной 95,78 %. В связи с тем, что зона добывающих скважин обладает высокой проницаемостью, в первоначальный период разработки выработка запасов нефти происходила высокими темпами. Поэтому максимальный КИН для второго случая через 20 лет разработки залежи, равный 53,74 %, в первом случае был достигнут уже на пятом году разработки, но обводненность при этом практически достигла критического значения и составила 95,48 %. На конец разработки КИН для первого варианта задачи составил 64,6 %.

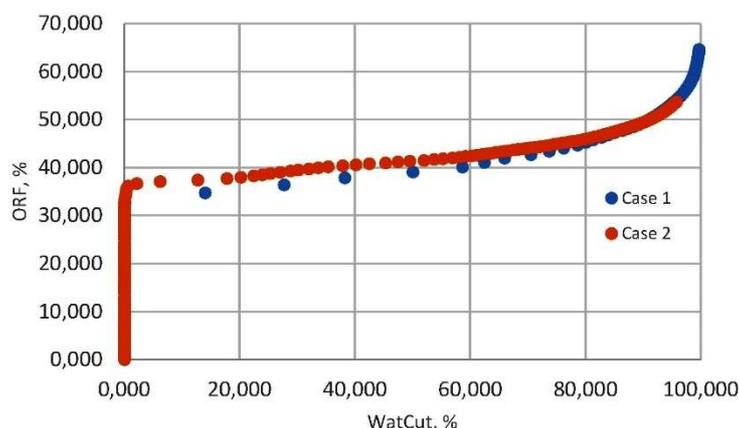


Рисунок 3 – График зависимости коэффициента извлечения нефти от обводненности скважин

Таким образом, вывод об оптимальном размещении нагнетательной и добывающей скважины не является однозначным. Расчлененность и площадная неоднородность поля проницаемости коллектора вносят значительные коррективы в данное заключение. Результаты моделирования показывают, что в ряде случаев размещение нагнетательной скважины в области пониженной проницаемости является более предпочтительным, если это позволит ограничить поступление воды в высокопроницаемую зону и в некоторой степени выровнять фронт заводнения пласта. С другой стороны, для второго случая не требуется ограничения поступления воды, но при этом достигнутый коэффициент извлечения нефти оказывается меньше, что делает этот вариант менее предпочтительным.

Литература

1. Владимиров И.В. Проблемы выработки запасов нефти из неоднородных по проницаемости коллекторов при их заводнении // Проблемы разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти : сб. науч. тр. / ВНИИнефть; под ред. Д.Ю. Крынева, С.А. Жданова. – М., 2011. – Вып. 144. – 158 с.
2. Муслимов Р.Х. Современные методы управления разработкой нефтяных месторождений с применением заводнения : учеб. пособие. – Казань : Изд-во Казанского ун-та, 2002. – 596 с.
3. MORE 6.7. Technical Reference. – ROXAR, 2011. – 152 p.

References

1. Vladimirov I.V. Problems of development of oil reserves from inhomogeneous reservoir permeability at their flooding problems // Fields with hard to recover reserves / «VNIIneft» [JSC «VNIIneft»; ed. D.Y. Kryareva, S.A. Zhdanov. – M., 2011. – Vol. 144. – 158 p.
2. Muslimov R.H. Modern methods of management of oil fields development with application of flooding : a manual. – Kazan : Kazan University Publishing House, 2002. – 596 p.
3. MORE 6.7. Technical Reference. – ROXAR, 2011. – 152 p.