

## **ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВЫРАБОТКИ ОБЪЕКТОВ С ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТЬЮ ПРИ ОПТИМИЗАЦИИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ**

Токарев М.А., Ситдикова Д.Ф., Чинаров А.С.

*Уфимский государственный нефтяной технический университет*

При реализации практически всех методов увеличения нефтеотдачи (МУН) на первом этапе, так или иначе, оптимизируются гидродинамические условия разработки, основными из которых являются плотность сетки скважин и система заводнения. Рассматривая методические подходы к вопросу о плотности сетки скважин, на наш взгляд, не совсем корректно классифицировать сетки как редкие, плотные. К этому вопросу лучше подходить с точки зрения оптимальности сетки скважин. Оптимальная плотность сетки – это такая плотность, при которой наблюдается максимальная гидродинамическая связь по объекту разработки.

При разработке Туймазинского нефтяного месторождения впервые в полной мере была учтена теория упругого режима, разработанная профессором В.Н. Щелкачевым. Ее применение, одновременно с детальным изучением геологического строения залежей по пластам  $D_1$  и  $D_{II}$ , проведенным М.А. Ждановым, В.А. Долицким, Т.М. Золоевым, И.Г. Пермьяковым и др., позволило определить оптимальную проектную сетку скважин Туймазинского, а затем и окружающих месторождений: Серафимовского, Шкаповского, Константиновского, Бавлинского.

Конечный коэффициент нефтеотдачи является технико-экономическим показателем разработки. При проведении технико-технологических мероприятий, направленных на повышение нефтеотдачи и оптимизацию системы разработки, могут проявляться два совершенно разных подхода.

На объектах со значительной геологической неоднородностью, при наличии линз, тупиковых зон уплотнение сетки скважин позволяет вовлечь основные объемы объекта в активную разработку. При этом достигается оптимизация показателей разработки при максимальном (потенциальном) конечном коэффициенте нефтеотдачи [1,2,3].

Для объектов с хорошей гидродинамической связью, малой неоднородностью, высокой проницаемостью коллектора и низкой вязкостью нефти может осуществляться противоположный подход, связанный с разбуриванием по разряженным сеткам. Достигнутое снижение капитальных и эксплуатационных затрат также позволяет оптимизировать величину конечной нефтеотдачи.

Как отмечает Л.П. Гужновский (1973 г.), до 1936 г. разработка нефтяных месторождений осуществлялась сеткой эксплуатационных

скважин плотностью до 10 га/скв. После 1950 г. плотность сетки скважин по основным месторождениям составляла 20 га/скв и выше.

Более редкие сетки (20-25 га/скв) были впервые применены на гигантском Туймазинском месторождении. Разработка велась при законтурном, а затем и внутриконтурном заводнении. При эксплуатации наблюдалось хорошее гидродинамическое взаимодействие скважин. Ближайшее к Туймазинскому крупное месторождение Татарии – Бавлинское является типичным платформенным, с пластово-сводовыми залежами нефти, разработка которого была начата по принципу Туймазинского.

Дебиты первых опробованных эксплуатационных скважин по пласту  $D_1$  Бавлинского месторождения составляли от 100 до 500 т/сут при перепадах давления 0,1 – 0,2 Мпа.

Проект разработки по отложениям пашийского горизонта  $D_1$  Бавлинского месторождения был составлен в 1949 г. В пределах месторождения выделяются шесть самостоятельных залежей нефти. Основная залежь Бавлинского месторождения (пласт  $D_1$ ) характеризуется хорошими коллекторскими свойствами (проницаемость - 0,6 мкм<sup>2</sup>, пористость - 21,3 %, нефтенасыщенная толщина - 8 м), низкой степенью прерывистости (коэффициент неоднородности равен 1), насыщенностью маловязкой нефтью - 2,8 мПа·с. Проектный коэффициент извлечения нефти – 61% от балансовых запасов.

Наблюдение за эксплуатацией скважин по пласту  $D_1$  Бавлинского месторождения позволило группе московских ученых под руководством А.П. Крылова предложить существенное разряжение сетки скважин с сохранением проектной добычи из скважин при возможной потере в коэффициенте нефтеотдачи 0,5 пункта.

Было проведено научное обоснование этого положения, и в 1958 году был начат широкомасштабный промышленный эксперимент по разряжению сетки скважин. Удельная плотность сетки на одну добывающую скважину с началом эксперимента увеличилась с 24 до 48 га/скв.

Результаты этого эксперимента вскоре были положены в основу составления проектов разработки по новым нефтяным месторождениям, таким как Арланское, Орьбашевское, а затем и при разбуривании крупных сибирских месторождений.

Следует заметить, что пласт  $D_1$  Бавлинского нефтяного месторождения по сравнению со всеми крупными и средними девонскими объектами Волго-Уральского региона является самым однородным, содержащим маловязкую нефть [1].

Первые оптимистические итоги разряжения сетки скважин были использованы при составлении проекта разработки терригенной толщи нижнего карбона Арланского нефтяного месторождения. Но не было принято во внимание, что геологическая неоднородность и вязкость нефти

по этому месторождению в 20-25 раз выше, чем по Бавлинскому месторождению.

Исследование, проведенное в 1970-1972 гг М.А. Ждановым, М.Г. Ованесовым и М.А. Токаревым [1,4], позволило заметить, что текущая нефтеотдача по Бавлинскому месторождению несколько ниже потенциальной, определяемой с помощью оценочной зависимости  $\eta_{\text{тек.}} = f(k_{\text{неод.}})$  на фиксированный момент обводнения продукции, полученной по группе девонских объектов разработки Башкортостана.

На Всесоюзном совещании по разработке в Уфе (1982 г.) всеми выступающими было отмечено, что потери от разряжения сетки скважин по Бавлинскому месторождению составили величину, гораздо выше предполагаемой в начале эксперимента.

Учитывая первые итоги Бавлинского эксперимента и сильное влияние школы А.П. Крылова по вопросу плотности сетки скважин в сторону более редких, Министерство нефтяной промышленности стало широко практиковать ввод новых месторождений с разряженными сетками скважин. Однако опытные нефтяники-производственники понимали, что вопрос требует дальнейшей промысловой проверки.

На выездной сессии Центральной комиссии по разработке нефтяных месторождений (1964 г.) по предложению группы специалистов (Н.С. Ерофеева, Г.П. Ованесова, Г.А. Бабаляна, Н.Ф. Чернова, Э.М. Халимова, М.С. Сайфуллина, К.И. Коваленко) было принято решение о проведении промышленного эксперимента на опытном участке Ново-Хазинской площади Арланского месторождения с целью изучения влияния плотности сетки скважин на показатели разработки и конечную нефтеотдачу [5].

В 1968 г. на Ново-Хазинской площади Арланского нефтяного месторождения был начат крупный промышленный эксперимент.

Следует признать, что промысловый эксперимент по выявлению влияния плотности сетки скважин на текущую и конечную нефтеотдачу имеет мировое значение.

Анализ результатов промыслового эксперимента на Ново-Хазинской площади однозначно позволили решить вопрос о значительном влиянии плотности сетки на текущую и конечную нефтеотдачу в условиях неоднородных пластов [2,5].

Результаты промышленного эксперимента по Ново-Хазинской площади позволили ученым и производственникам обоснованно подходить к вопросам проектирования разработки неоднородных объектов с выбором оптимальных плотностей сетки скважин [2,5].

Таким образом, при разработке нефтяных месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции можно выделить 2 основных этапа по основным элементам технологии разработки. На первом этапе по всем месторождениям которые разбуривались после Бавлинского эксперимента в 1958 году были запроектированы плотности сетки скважин значительно

ниже оптимальных, а т.к. влияние редкой плотности сетки скважин на текущие показатели разработки был определён только к 1982 году, то многие объекты разработки 25 лет эксплуатировались при редкой сетке скважин.

После 1982 года вопрос уплотнения сетки скважин у нефтяников не вызывал сомнений и по многим нефтяным месторождениям при благоприятном стечении обстоятельств обусловленных экономическими, политическими, социальными условиями и субъективным подходом региональных руководителей нефтяной промышленности было произведено добуривание нефтяных месторождений. Этот момент можно считать началом второго этапа, на котором была проведена оптимизация сетки скважин. Особенно негативно сказывалась разработка с редкой сеткой скважин на месторождениях с высоковязкой нефтью, которые в пределах Башкортостана и Татарстана характеризуются и значительной геологической неоднородностью.

Нами сделана попытка, оценить конечные показатели разработки при проектных технологических характеристиках принятых на первом этапе и прирост основных выходных показателей разработки после оптимизации гидродинамического воздействия на пласт на 2 этапе разработки.

Для анализа взято 18 объектов с относительно высоковязкой нефтью по месторождениям Башкортостана.

Вязкость нефти анализируемых объектов меняется в пределах от 8 до 40 мПа·с

В таблице 1 приведены прогнозные показатели конечной нефтеотдачи и водонефтяного фактора по объектам с высоковязкой нефтью по технологическим условиям первого и второго этапов. По всем 18-ти месторождениям показана плотность сетки скважин на конец первого этапа и плотность сетки скважин на втором этапе при заметном уплотнении сетки. По всем объектам разработки конец первого этапа характеризуется значительной обводненностью продукции, составляющей 60-70%. При такой обводненности для прогноза конечной нефтеотдачи достаточно надежно можно использовать промыслово-статистические методы оценки конечной нефтеотдачи.

При оценке конечной нефтеотдачи по каждому месторождению использовались методы Камбарова Г.С., Первердяна А.М., Гайсина Д.К., «БашНИПИнефть» и оценивалась средняя величина конечной нефтеотдачи при технологических показателях первого этапа разработки. На текущий момент времени оценивалась конечная нефтеотдача при плотности сетки скважин второго этапа. Оптимизация плотности сетки на втором этапе позволила получить прирост нефтеотдачи от двух до пятнадцати пунктов. По этим же объектам была проведена прогнозная оценка водонефтяного фактора по промысловым данным на конец первого этапа и по промысловым данным второго этапа. При прогнозе водонефтяного фактора в качестве граничного условия принималась прогнозная

нефтеотдача, определенная по промысловым данным второго этапа. По всем объектам разработки отмечается незначительное увеличение конечного водонефтяного фактора. При этом по некоторым месторождениям возможна оптимизация экономических показателей, при которых произойдет незначительное снижение конечной нефтеотдачи, но будет достигнуто значительное снижение водонефтяного фактора. Оптимизация плотности сетки скважин позволила также на долгие годы сохранить темп отбора нефти и уменьшить коэффициент падения темпов отбора.

Интересно сравнить два объекта разработки Краснохолмской группы месторождений, эксплуатирующих терригенную толщу нижнего карбона. Первое – Орьебашевское месторождение – разбуривалось с 1958 г. и по нему были запроектированы редкие сетки скважин. При обводненности продукции 30% было отобрано только 3% от балансовых запасов. При дальнейшем уплотнении сетки скважин темп отбора несколько увеличился, текущая нефтеотдача возросла, однако и в настоящее время текущая нефтеотдача значительно ниже потенциальной при данной обводненности продукции. Разработка близкого к Орьебашевскому Кузбаевского месторождения производилась при более оптимальной плотности сетки скважин и при 30% обводненности продукции было отобрано 13% от извлекаемых запасов. Конечный коэффициент нефтеотдачи по Кузбаевскому месторождению, разрабатываемого с 1964 года, будет значительно выше, чем по Орьебашевскому месторождению.

При оценке возможной потенциальной нефтеотдачи проведенной с помощью адаптационных геолого-промысловых моделей, при различной схеме разбуривания объекта разработки отмечается, что более ранняя оптимизация плотности сетки скважин позволяет достигнуть конечной нефтеотдачи на 3-5 пунктов выше, чем при запаздывании с оптимизацией разбуривания. Так как эти 3-5 пунктов нефтеотдачи являются подвижными запасами и на поздней стадии разработки они уже вскрыты сеткой скважин, то их извлечение технически возможно. Но для этого необходимо применение более дорогих и технологически сложных физико-химических методов воздействия на пласт.

Практически вопрос оптимизации плотности сетки скважин может быть, достаточно однозначно, решен с использованием адаптационных геолого-промысловых моделей [3]. Ввиду того, что АГПМ учитывают до двадцати восьми геолого-физических параметров, в т.ч. параметры геологической неоднородности, а плотность сетки скважин при этом учитывается в реальных пределах для данной характерной группы объектов, прогнозная нефтеотдача при выбранной плотности сетки скважин оценивается с минимальной погрешностью. Одновременно оценивается текущее и конечно значение нефтеотдачи и водонефтяного фактора на фиксированный момент обводненности продукции.

**Таблица 1. Прогнозные показатели разработки по объектам с высоковязкой нефтью по технологическим условиям первого и второго этапов**

№ объекта	Год начала разработки	Плотность сетки скважин на конец I этапа	Год окончания первого этапа	Прогноз КНО по промысловым данным на конец I этапа	Плотность сетки скважин на конец II этапа	Прогноз КНО по промысловым данным на конец II этапа	Прирост нефтеотдачи с учётом оптимизации сетки скважин	Доп. добыча за счет оптим. сетки скв.	Прогноз ВНФ по промысловым данным на конец I этапа	Прогноз ВНФ по промысловым данным на конец II этапа	Прирост ВНФ с учётом оптимизации сетки скважин
1	1957	24	1985	45,11	18	50,64	5,53	7296,0	6,3	7,6	1,3
2	1971	20,2	1990	50,72	20	53,02	2,3	528,68	4,3	5,3	1
3	1958	30	1982	35,91	20	44,94	9,03	2216,1	4,9	7,8	2,9
4	1957	22	1977	53,09	16	58,18	5,09	1948,1	5,4	5,5	0,1
5	1977	13	1982	56,12	10	60,85	4,73	648,67	5,1	5,9	0,8
6	1975	13	1985	46,94	12	49,33	2,39	84,797	6,4	7,7	1,3
7	1972	43	1984	43,37	33	49,55	6,18	66,497	5,2	6,9	1,7
8	1964	20	1982	42,01	15	45,96	3,95	1260,1	5,2	5,7	0,5
9	1962	3	1982	47,75	2	52,62	4,87	1173,7	5,2	6,4	1,2
10	1960	24	1982	35,81	16	51,21	15,4	2850,8	5,1	9,1	4
11	1969	14	1986	16,5	9	29,3	12,8	2468,1	7	9,4	2,4
12	1963	13	1987	28,44	10	38,09	9,65	445,44	4,5	7,2	2,7
13	1965	40	1986	36,85	23	41,76	4,91	1068,9	7,2	9,2	2
14	1964	12	1981	54,85	10	57,5	2,65	71,179	3,2	3,3	0,1
15	1969	16	1980	45,6	15	46,13	0,53	31,217	4,9	5,6	0,7
16	1967	76	1985	7,8	60	12,25	4,45	57,361	6,3	11,6	5,3
17	1969	13	1985	39,64	12	47,75	8,11	9294,5	5,6	7,4	1,8
18	1969	82	1986	15	25	31	16	1264,6	5,6	5,6	0

**Выводы:**

Проведена оценка конечной нефтеотдачи и водонефтяного фактора по группе объектов с трудноизвлекаемыми запасами при технологических показателях первого этапа разработки и второго этапа после уплотнения сетки скважин. Определена величина возможных потерь при условии отсутствия второго этапа.

**ЛИТЕРАТУРА**

1. Оценка нефтеотдачи по промысловым данным /М.А.Токарев, М.Г.Ованесов, М.А.Жданов, А.М.Пирвердян и др./ГНТО-М.: ВНИИОНГ, 1972.- 92с.
2. Токарев М.А., Ахмерова Э.Р., Газизов А.А., Денисламов И.З. Анализ эффективности применения методов повышения нефтеотдачи на крупных объектах разработки: Учеб.пособие –Уфа: Изд-во УГНТУ, 2001.-115с.
3. Токарев М.А. Комплексный геолого-промысловый контроль за текущей нефтеотдачей при вытеснении нефти водой. – М.:
4. Токарев М.А., Денисламов И.З. О результатах Бавлинского эксперимента // Физикохимия и разработка нефтегазовых месторождений: Межвуз.науч.-тем.сб.-Уфа: Изд.Уфим.нефт.ин-та, 1989. –С.43-49
5. Оптимизация плотности сетки скважин /В.Ф.Усенко, Е.И.Шрейбер, Э.М.Халимов и др. -Уфа: Башкнигоиздат, 1976.- 89 с.