МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Ордена Ленина производственное объединение "Татнефть"
им. В.Д.Шашина

УТВЕРЖДАЮ
Главный геолог ПО "Татнефть"
_____ Р.Х.Муслимов
"14" июля 1987г.

МЕТОД ОГРАНИЧЕНИЯ ПОПУТНО ДОБЫВАЕМОЙ ВОДЫ НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ, ВСТУПИВШИХ В ПОЗДНЮЮ СТАДИЮ РАЗРАБОТКИ

РД 39-01/7035-229-87-Р

НАСТОЯЩИЙ ДОКУМЕНТ РАЗРАБОТАН
Всесоюзным нефтегазовым научно-исследовательским институтом (ВНИИ)

Первый зам.генерального директора ИНТК "Не теотдача" _____ Б.С.Лобанов

Ответственные исполнители:

Зам.директора ВНИИ _____ Г.Г.Вахитов
Зав.отделом _____ Е.П.Лукьянов
Зав.лабораторией _____ И.И.Лаптев
Научн.сотрудник _____ Р.С.Шарифуллин

gost.e-ecolog.ru

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

Метод ограничения попутно добываемой воды на нефтяных месторождениях, вступивших в позднюю стадию разработки

РД 39-0147035-229-87-Р

Вводится впервые

Приказом производственного объединения "Татнефть"

№ от

Срок введения установлен с 10.01.89

Срок действия до 10.01.91

Настоящий руководящий документ включает в себя методику определения количества дополнительных (резервных) скважин на основе интегральной оценки неоднородности объекта разработки с рекомендацией разбуривать часть из них на поздней стадии разработки с тем, чтобы иметь возможность отключать из эксплуатации наиболее высокообводненные добывающие скважины без снижения объема добычи нефти и конечной нефтеотдачи при существенном снижении объемов попутно добываемой воды.

Документ разработан на основе анализа процессов разработки более 20 объектов эксплуатации Татарской АССР, находящихся на поздней стадии, обводненность продукции по которым превысила 80%, а доля добычи нефти составила около 0,8 - 0,9 от начальных извлекаемых запасов.

Документ в части определения количества дополнительных скважин может быть использован при проектировании разработки, а в целом, включая и вопросы отключения скважин, предназначен для геологических служб, занимающихся текущей эксплуатацией нефтяных месторождений.

I. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Основные направления экономического и социального развития СССР на 1986 – 1990 годы и на период до 2000 года предусматривают добычу нефти и газового конденсата в 1990 году в объеме 630 – 640 млн.тонн. Значительная часть этого количества нефти будет добываться в указанный период из нефтяных месторождений, находящихся на поздней стадии разработки. Из этих месторождений за основной период разработки отобрано значительное количество извлекаемых запасов нефти. Для добычи остаточной нефти заводнение продуктивных пластов и на поздней стадии ведут достаточно интенсивно. В результате этого происходит значительное обводнение продукции залежей.

В табл.I приведены результаты, характеризующие в относительных единицах добычу попутной воды по объектам разработки Татарии, находящимся на поздней стадии разработки. При этом в графе 4 приведена фактическая степень извлечения запасов нефти по состоянию на начало 1984 г., а под относительным количеством воды следует понимать количество воды, добытое при отборе последних на дату рассмотрения 10% извлекаемых запасов нефти. Так, если по Бондюжскому месторождению всю попутно добытую до начала 1984 г. воду принять за 100%, то при отборе извлекаемых запасов нефти с 73 до 83% было извлечено 66% воды.

Таблица I

Объект разработки	Относительное количество воды, %	Степень извлечения запасов нефти, %	
		от	до
I	2	3	4
Бондюжское месторождение	66	73	83
Абдрахмановская площадь	66	70	80

Продолжение табл. I

I	2	3	4
Ю.Ромашкинская площадь	60	73	83
Миннибаевская площадь	53	71	81
Куакбашская площадь	52	70	80
З.Ленииогорская площадь	48	72	82
Чишминская площадь	42	76	86
Ташлиярская площадь	41	75	85
В.Сулеевская площадь	39	72	82
Алькеевская площадь	39	72	82

По IO рассмотренным объектам относительное количество попутно добытой воды при отборе последних IO% извлекаемых запасов нефти составляет в среднем 50,6%.

Отбор больших объемов попутной воды существенно снижает технико-экономические показатели разработки месторождений на поздней стадии их эксплуатации за счет того, что возрастают объем и трудоемкость работ по добыче, сбору и транспорту продукции скважин, по обезвоживанию и технологической подготовке нефти и по утилизации воды.

Разработка нефтяных месторождений на поздней стадии их эксплуатации с высокими технико-экономическими показателями является важнейшей задачей нефтепромыслового дела. Одним из основных путей решения этой задачи является сокращение объемов отбора попутной воды при условии сохранения и даже увеличения текущей добычи нефти и конечной нефтеотдачи. Выдача рекомендации, внедрение которой позволит существенно снизить объемы отбора попутной воды, является целью составления настоящего РД.

Учитывая, что все мероприятия по ограничению водопритоков связаны и зависят от фонда действующих на объекте разработки скважин, в РД изложена методика по определению количества дополнительных скважин. При этом вопреки общепринятому мнению, что дополнительное бурение, если оно необходимо, должно быть завершено за основной период разработки, рекомендуется часть дополнительных скважин разбуривать в поздний период эксплуатации объекта с тем, чтобы не снижая добычу нефти и конечную нефтеотдачу, иметь возможность отключать наиболее высокообводненные добывающие скважины. Методика может быть использована как при обосновании объемов дополнительного бурения при текущем управлении разработкой, так и при проектировании разработки.

Применение рекомендаций настоящего РД касается нефтяных залежей и месторождений, находящихся на поздней стадии разработки. При этом под "поздней стадией разработки" объекта следует понимать, что выработанность извлекаемых запасов нефти η по нему составляет 80% и выше, а темп роста текущего водонефтяного фактора W в зависимости от выработанности запасов η достигает и превышает 0,5 $^{1}/_{\%}$. Темп роста текущего водонефтяного фактора определяют как

$$\Delta W(\eta) = \frac{W_{t_2} - W_{t_1}}{\eta_{t_2} - \eta_{t_1}}, \ ^{1}/_{\%},$$

где t_2, t_1 – индексы времени определения водонефтяного фактора и выработанности запасов нефти, причем $t_2 > t_1$.

На рис.I приведены графики изменения основных показателей разработки Чишминской площади Ромашкинского месторождения.

Из рис.I видим, что график изменения текущего водонефтяного фактора (кривая 6) примерно при 82-84% использования запасов, что по времени приходится на 1982-1984 г.г., имеет явно

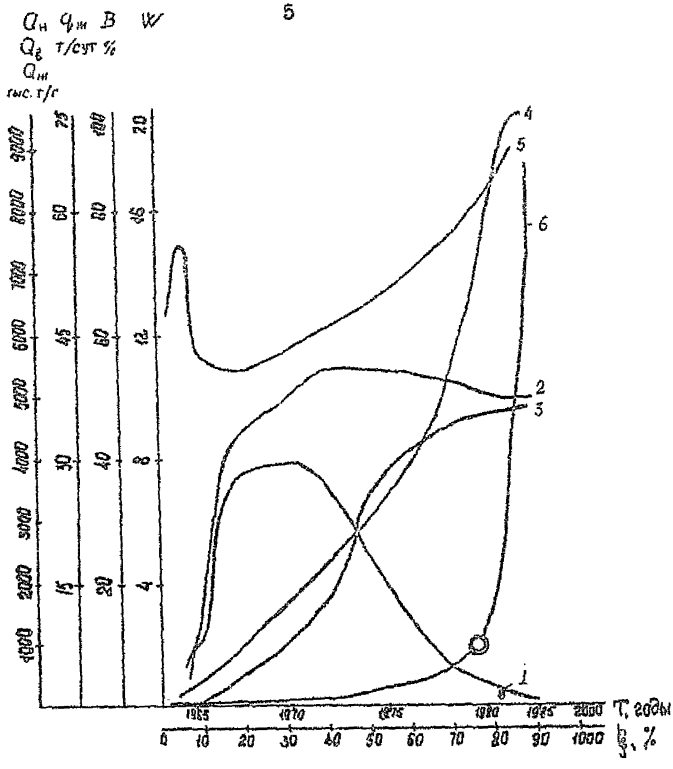

Рис. I. Графики изменения основных показателей Чишминской площади Ромашкинского месторождения:

I – годовая добыча нефти $Q_н$;
2 – годовой отбор жидкости $Q_ж$;
3 – годовой отбор попутной воды $Q_в$;
4 – средняя весовая обводненность B ;
5 – средний дебит жидкости $q_ж$;
6 – текущий водонефтяной фактор W .

выраженный перегиб, в области которого темп роста текущего водонефтяного фактора в зависимости от выработанности запасов составляет около 0,5 $^{I}/_{\%}$.

Таким образом, можно считать, что Чишминская площадь Ромашкинского месторождения находится на поздней стадии разработки примерно с 1982 г.

2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЛИЧЕСТВА ДОПОЛНИТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН

2.I. Вводные замечания

За последние 30 – 40 лет накоплен большой фактический материал по внедрению технологии заводнения пластов в различных геолого-физических условиях. Обобщение этого материала позволило дать ответ на многие спорные вопросы проектирования и осуществления на практике различных модификаций заводнения. Тем не менее, в нефтяной науке и практике до настоящего времени нет однозначного ответа на вопрос: каково должно быть оптимальное количество скважин на объекте разработки?

Изучение распределения нефтеводонасыщенности продуктивных пластов длительно разрабатываемых залежей показывает, что оптимальное количество скважин на залежи зависит от множества факторов, в частности, от геолого-физической макронеоднородности объекта разработки, от физических свойств и химического состава насыщающих его флюидов, от капиллярных эффектов, происходящих в сложной химически и геометрически микронеоднородной пористой среде и ряда других. В связи с этим возникает необходимость достаточно строго и доступно с инженерной точки зрения, а зна-

чит интегрально оценить микро- и макро- неоднородность объекта разработки с учетом всех ее разновидностей и их влияния на конечный результат разработки. Анализ разработки большого числа месторождений показывает, что таким всеобъемлющим показателем может быть характеристика обводнения залежи во времени.

Вода при движении по пласту играет роль индикатора, чутко реагируя на все виды макро- и микронеоднородности во всем объеме пласта, включая пространство между разбуренными скважинами.

Сущность описанной ниже методики заключается в использовании особенностей движения воды как "массового индикатора" при разработке месторождения путем заводнения для интегральной оценки неоднородности и определения ее влияния на количество скважин на залежи за весь срок ее разработки.

Одной из важнейших задач проекта разработки нефтяного месторождения является определение оптимального количества добывающих и нагнетательных скважин и их расположения на залежи. Высокая эффективность разработки нефтяных месторождений достигается лишь в том случае, когда пробурено оптимальное количество скважин и расположены они с учетом особенностей геологического строения объекта. Излишне пробуренные скважины повышают себестоимость добываемой нефти в течение всего времени разработки и приводят к неоправданным дополнительным капитальным вложениям. Недостаточное количество скважин на объекте разработки и их размещение без учета особенностей геологического строения этого объекта приводит к снижению конечной нефтеотдачи продуктивных пластов, уменьшению текущей добычи нефти и более интенсивному росту обводненности продукции залежи. Если в процессе разбуривания и разработки залежи по мере накопления информации о геологическом строении пластов можно осуществить

рациональное размещение дополнительных (резервных) скважин с учетом неоднородности строения пластов, то с определением оптимального количества скважин, необходимого для рациональной разработки, вопрос обстоит гораздо сложнее. В этом основном вопросе разработки нефтяных месторождений до сих пор нет единого методического подхода.

Количество скважин, необходимое для рациональной разработки месторождения, зависит от неоднородности этого объекта. Из-за незнания истинной картины неоднородности на начальной стадии разработки на последующих стадиях приходится бурить дополнительные скважины. Количество дополнительных скважин зависит от достоверности наших знаний об объекте разработки на первоначальной стадии проектирования.

Во всех применяемых методах неоднородность объекта разработки оценивают по данным бурения скважин, отбора и исследования керна, а также по результатам геофизических и гидродинамических исследований. Описанные в литературе и применяемые на практике методические приемы не позволяют определить количество дополнительных скважин с необходимой точностью. Лучших результатов по точности определения количества дополнительных скважин можно достичь при интегральной оценке неоднородности объекта.

2.2. Оценка неоднородности объекта разработки по показателю обводненности продукции

Для оценки неоднородности объекта разработки в целом, включая изменчивость параметров коллектора и насыщающих его флюидов в межскважинном пространстве, предлагается использовать

закономерность обводнения залежи (закономерность изменения обводненности продукции залежи). Определение дополнительного количества скважин по изложенной ниже методике должно производиться на том этапе разработки, когда обводненность продукции залежи достигает 15 ÷ 20%. Как показывает практика разработки нефтяных месторождений, представленных неоднородными пластами, при такой величине обводненности траектории появившихся в скважинах частиц воды пронизывают достаточно полно объемы дренируемых пластов, включая большую часть объемов пластов между скважинами с присущими им видами неоднородности.

Сущность предлагаемого способа оценки неоднородности объекта разработки по показателю обводненности продукции заключается в сопоставлении модельной(проектной) зависимости, характеризующей обводнение залежи в функции от текущей нефтеотдачи $B_1 = B_1(\eta)$, и аналогичной фактической зависимости $B_2 = B_2(\eta)$, где B – обводненность, η – текущая нефтеотдача. Сопоставление зависимостей $B_1 = B_1(\eta)$ и $B_2 = B_2(\eta)$ дает ответы на такие вопросы, как:

– идут ли пластовые процессы по вытеснению нефти водой так, как это было предусмотрено проектом разработки и

– будет ли в принятой системе разработки достигнут проектный конечный коэффициент нефтеотдачи.

Бурение большого количества дополнительных скважин на длительно разрабатываемых объектах обусловлено тем, что на практике при достижении одной и той же величины текущей нефтеотдачи обводнение идет значительно быстрее, чем предусматривалось проектами. Это означает, что при данной плотности сетки скважин и их расположении на объекте низок охват пласта заводнением. Чтобы обеспечить проектные показатели, приходится существенно из-

менять систему разработки залежи с целью поднять эффективность заводнения. Это достигается в основном бурением дополнительных скважин, так как другие известные и доступные методы повышения охвата пласта закачиваемой водой не могут коренным образом изменить картину обводнения, складывающуюся в процессе разработки залежи.

Для интегральной оценки макро- и микронеоднородности месторождения, находящегося в разработке на стадии составления уточненного проекта введем так называемый коэффициент объемной неоднородности λ. Алгоритм его определения достаточно прост и сводится к следующему.

I. Пусть необходимо приступить к работам по проектированию разработки объекта, когда средняя обводненность добываемой продукции составляет уже $B_{ф} = 15 \div 20\%$. Обычно к этому времени на объекте разработки завершается внедрение основных технологических процессов, предусмотренных первоначальным проектным документом (технологической схемой или проектом). При меньших значениях $B_{ф}$ (при $B_{ф} < 15 \div 20\%$) получаемая информация о неоднородности объекта на основании коэффициента λ является недостаточной для принятия инженерных решений. Величина обводненности 15 ÷ 20% определена для условий разработки объекта с поддержанием пластового давления путем внутриконтурного заводнения.

По данным первоначального проектного документа, который в дальнейшем будем называть исходным проектом, по выбранному для внедрения варианту определяют по годам проектный текущий коэффициент нефтеотдачи по формуле:

$$\eta_{ti} = \frac{\sum_{i} Q_{нi}}{Q_{изв}}, \text{ доли ед.} \qquad (I)$$

где $Q_{изв}$ – извлекаемые запасы нефти, т; $Q_{нi}$ – проектная

добыча нефти в i году, т; η_{ti} – проектный текущий коэффициент нефтеотдачи в i году.

По данным того же проектного документа определяют по годам проектную обводненность продукции по формуле:

$$B_{ti} = \frac{\sum_{i} (Q_{ж i} - Q_{н i})}{\sum_{i} Q_{ж i}} \qquad (2)$$

где $Q_{ж i}$ – проектная добыча жидкости в i году, т; B_{ti} – проектная обводненность продукции в i году, %.

Зная извлекаемые запасы нефти по (I), (2) определяют величины проектного текущего коэффициента нефтеотдачи и проектной обводненности добываемой продукции в виде дискретной по годам зависимости $B_{ti}=B_{ti}(\eta)$.

2. За период разработки объекта между составлением исходного и уточненного проектов определяют фактические промысловые данные по добыче нефти и жидкости. Зная извлекаемые запасы нефти, по (I), (2) определяют величины фактического текущего коэффициента нефтеотдачи и фактической обводненности продукции в виде дискретной по годам зависимости $B_2=B_2(\eta)$.

3. Строят графики полученных зависимостей $B_1=B_1(\eta)$ и $B_2=B_2(\eta)$ (см.рис.2).

По оси ординат откладывают фактическую величину обводненности продукции объекта $B_ф$ на дату составления уточненного проекта разработки. Через точку $B_ф$ проводят прямую, параллельную оси абсцисс, которая пересекает графики $B_2=B_2(\eta)$ и $B_1=B_1(\eta)$ в точках, соответствующих некоторым значениям текущих коэффициентов нефтеотдачи η_2 и η_1.

4. Определяют коэффициент объемной неоднородности объекта разработки λ при заданном отношении вязкости нефти и воды $\mu_н/\mu_в$

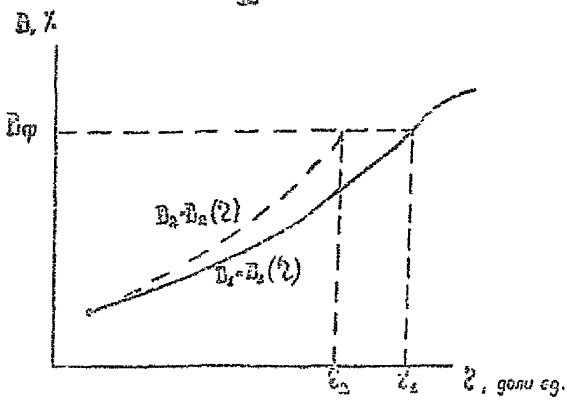

Рис.2. Графики проектной $В_1=В_1(\ell)$ и фактической $В_2=В_2(\ell)$ зависимостей обводненности продукции от текущей нефтеотдачи.

и первоначальной геометрии расположения добывающих и нагнетательных скважин по формуле:

$$\lambda = \frac{\ell_2}{\ell_1} \qquad (3)$$

Определение коэффициента можно производить на стадии составления любого из проектов разработки. Требуется только, чтобы на начало составления проекта соблюдались следующие три условия: фактическая обводненность продукции объекта была бы больше 15%; имелся предшествующий проект разработки и определенное время внедрения его рекомендаций.

Величина коэффициента объемной неоднородности может принимать различные значения ($\lambda \leq 1$, $\lambda > 1$).

Случай $\lambda < 1$

Если $\lambda < 1$, то это означает, что в исходном проекте не учтена в полной мере фактическая неоднородность объекта раз-

работки. Запроектированная и внедренная система скважин не удовлетворяет условиям полноты дренирования объекта разработки; сетка скважин должна быть уплотнена путем бурения и ввода в эксплуатацию некоторого количества дополнительных скважин. Одной из причин, снижающих λ до малых значений, может оказаться неправильное выделение объектов разработки, т.е. включение в один объект большого числа пластов с резко отличными свойствами коллекторов и флюидов. Причинами могут быть ошибочная индексация пластов в разрезах скважин из-за плохой отбивки реперного горизонта и слабое знание коллекторских свойств по пластам. Чтобы в определенной мере избежать этого, в РД по составлению проектов необходимо внести дополнение с требованием предусматривать в первоначальных проектах разработки сетку контрольных скважин для обязательного и, по возможности, полного отбора керна, а также сетку контрольных скважин для отбивки реперного горизонта.

Случай $\lambda \simeq 1$

Анализ разработки длительно находящихся в эксплуатации месторождений показывает, что если коэффициент λ близок к единице, то объект разработки или достаточно однороден или его неоднородность достаточно хорошо учтена при составлении предыдущего проекта, а сетка скважин удовлетворяет с точки зрения охвата объекта заводнением. Иными словами, при $\lambda \simeq 1$ принятая при предыдущем проектировании система расположения скважин достаточно полно охватывает воздействием все участки объекта как по простиранию, так и по толщине. В этом случае количество и принятая система расположения скважин не должны подвергаться существенному изменению.

Случай $\lambda > 1$

Если коэффициент объемной неоднородности объекта λ больше единицы, то это означает, что объект "перебурен". Иными словами, количество скважин, разбуренных на объекте, излишне. В этом случае бурению на объекте подлежат дополнительные скважины только взамен скважин, ликвидированных или переведенных в другие категории по техническим причинам.

Из формулы (I) видим, что на точность определения проектного и фактического коэффициентов текущей нефтеотдачи, а равно как и коэффициента λ (см.формулу (3)), существенно влияет точность подсчета запасов нефти. Например, если подсчитанная и принятая для проектирования величина извлекаемых запасов нефти окажется заниженной по сравнению с действительным значением то обводненность залежи во времени будет происходить как бы с запаздыванием по сравнению с проектными данными, т.е. при меньших значениях обводненности будем иметь искусственно завышенные значения текущей нефтеотдачи, что создаст видимость благополучия в разработке залежи. Это приведет к завышению коэффициента объемной неоднородности λ и, как увидим ниже, к занижению числа скважин на залежи. В подобном случае после уточнения извлекаемых запасов нефти необходимо вернуться к определению уточненного значения коэффициента λ .

Интегральный характер коэффициента λ заключается в том, что он суммарно учитывает влияние всех видов макро- и микронеоднородности пористой среды и насыщающих ее флюидов и степень оптимальности расположения скважин в предыдущем, используемом для определения λ , проекте разработки.

Комплексная оценка неоднородности системы пласт - флюиды -

скважины посредством показателя обводненности во времени является единственным возможным путем получения интегральной количественной характеристики изменчивости всех параметров залежи. Заметим еще раз, что закачиваемая вода является своеобразным индикатором, показывающим неоднородность пластовой системы в целом.

2.3. Зависимость общего количества добывающих и нагнетательных скважин о. коэффициента объемной неоднородности объекта

Для определения общего количества добывающих и нагнетательных скважин на объекте разработки, которое необходимо разбурить с целью полноты охвата коллекторов заводнением, может быть использована зависимость:

$$N_2 = a \cdot N_1 (1 - b\lambda) \quad \text{, скв.} \qquad (4)$$

где N_2 – общее количество добывающих и нагнетательных скважин, необходимых для рациональной разработки объекта за весь срок выработки запасов нефти; N_1 – количество добывающих и нагнетательных скважин, запроектированных к бурению на объекте исходным проектом за весь срок выработки запасов нефти; λ – коэффициент объемной неоднородности объекта, определяемый по формуле (3); a и b – постоянные коэффициенты. При этом количество дополнительных скважин определяют по формуле:

$$\Delta N = N_2 - N_1 \quad \text{, скв.} \qquad (5)$$

Выбор местоположения дополнительных скважин, количество которых определено по формулам (4), (5), рекомендуется производить по избирательному принципу.

По данным разработки большого числа объектов с первоначальной плотностью сетки скважин 40-50 га/скв. за период времени от начала разработки до достижения по ним средней обводненности продукции $B_ф$ = 15-20% для коэффициентов "а" и "β" зависимости (4) были получены следующие значения: "а" ≈ 4,32; "β" ≈ 0,77.

Достоверность определения количества N_2 добывающих и нагнетательных скважин, необходимых для рациональной разработки запасов нефти, по зависимости (4) покажем на примере двух объектов разработки Татарии: Бондюжского нефтяного месторождения и Куакбашской площади Ромашкинского нефтяного месторождения.

Бондюжское нефтяное месторождение ($\lambda < 1$) приурочено к юго-восточному склону северного купола Татарского свода. Промышленно-нефтеносными на месторождении являются породы пашийского и кыновского горизонтов. Терригенные породы этих горизонтов представлены рыхлыми мелкозернистыми песчаниками и крупнозернистыми алевролитами.

Залежь нефти характеризуется высокой неоднородностью, что связано с многопластовостью его строения по разрезу и невыдержанностью по площади. Коэффициент расчлененности в среднем равен 6,3. На месторождении выделены пять продуктивных пластов. Среди них пласты $Д_0$, $Д_0^I$ кыновского горизонта и пласты $Д_I^I$, $Д_I^2$, $Д_I^3$ пашийского горизонта. Пласты представлены высокопродуктивными песчаниками. В ряде случаев зональные интервалы того или иного пласта представлены неколлекторами. Средняя отметка ВНК по месторождению равна 1464,8 м. Общая суммарная толщина кыновского $Д_0$ и пашийского $Д_I$ горизонтов изменяется от 9,6 до 41,0 м, среднее значение ее равно 30,5 м, средневзвешенная толщина равна 27,3 м. Средневзвешенная эффективная нефтенасыщенная толщина равна 9,9 м. Пласт $Д_0$ имеет хорошую коллекторскую характеристику. Средняя пористость его равна 20,5%, а проницаемость

665 мДарси.

Пласт $Д_I^I$ пашийских отложений по своей литолого-фациальной характеристике близок к кыновскому пласту $Д_0$. В отличие от пласта $Д_0$ пласт $Д_I^I$ в большинстве скважин представлен одним пропластком и только в небольшом числе скважин он разделяется на два пропластка. Пласт $Д_I^I$ обладает хорошим коллекторскими свойствами. Пористость равна 21,1%, проницаемость - 620 мДарси.

Пласт $Д_I^2$ по сравнению с пластами $Д_0$ и $Д_I^I$ фациально более изменчив. Состоит большей частью из двух и даже трех пропластков. Зачастую наблюдаются зоны слияния с нижним пластом $Д_I^3$. Пласт $Д_I^2$ также обладает хорошими коллекторскими свойствами, пористость в среднем равна 20,2%, проницаемость - 466 мДарси.

Пласт $Д_I^3$ характеризуется наибольшей литологической изменчивостью. Почти во свех скважинах пласт является монолитным. Средняя пористость 20,9%, проницаемость - 512 мДарси. Около 50% нефти содержится в водно-нефтяной зоне пласта $Д_I^3$. Оценивая литолого-фациальную характеристику пашийско-кыновских отложений Бондюжского месторождения можно отметить следующее:

I. Продуктивные пласты можно разделить на две пачки. Верхняя, включающая пласты $Д_0$ и $Д_I^I$ состоит в основном из песчаников, характеризующихся значительной толщиной и хорошими коллекторскими свойствами. Отдельно выделяется пласт $Д_0^I$, отличающийся плохими коллекторскими свойствами.

2. При значительной расчлененности каждого из пластов на два, а иногда и три пропластка, большую роль играют многочисленные слияния пластов.

В целом пашийско-кыновские продуктивные пласты Бондюжского месторождения отличаются от аналогичных пластов хорошо изученного Ромашкинского месторождения лучшей коллекторской характеристикой более тесной гидродинамической связью между пластами.

По химическому составу нефти Бондюжского месторождения относятся к типу средних (уд.вес 0,871). Вязкость нефти в пластовых условиях изменяется от 4,7 до 6,5 спз и составляет в среднем 5,8 спз. Вязкость пластовой воды равна I,3 т.е. в 4,3 раза меньше вязкости нефти.

Основными факторами, определяющими условия разработки залежи, явились повышенная вязкость нефти, низкая газонасыщенность и ярко выраженная слоистость и зональная неоднородность продуктивного горизонта.

Пробная эксплуатация первых разведочных скважин на месторождении начата осенью 1958 г. Разбуривание месторождения проводилось относительно интенсивно и в основном было закончено в 1966 году, к этому же времени был достигнут максимальный проектный уровень добычи нефти.

На рис.3 приведены характеристики вытеснения нефти водой, необходимые для определения коэффициента объемной неоднородности λ .

В 1970 г. обводненность продукции Бондюжского месторождения составила 20%. Для определения количества добывающих и нагнетательных скважин, необходимых для его рациональной разработки на весь срок выработки запасов, использована формула (4). Согласно алгоритму определения коэффициента объемной неоднородности λ при B = 20% находим, что фактическая текущая нефтеотдача η_2 = 0,2, а текущая нефтеотдача по предыдущему проектному документу η_1 = 0,215. По (3) определяем, что $\lambda = \frac{0,2}{0,215} =$ = 0,93

Исходный проектный документ 1968 года предусматривает бурение на Бондюжском месторождении к 1985 г. 215 скважин, т.е. имеем, что N_1 = 215.

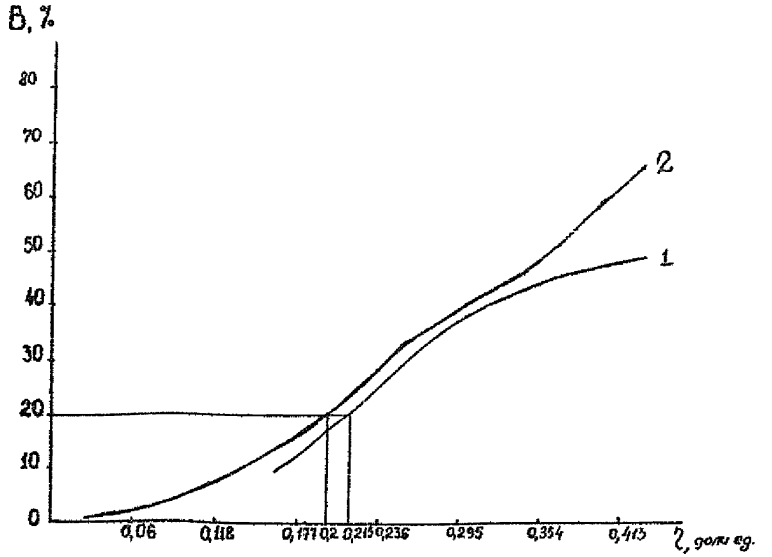

Рис.3. Характеристики вытеснения нефти водой по Бондюжскому нефтяному месторождению, построенные: I - по данным анализа разработки 1968г.; 2 - по фактическим данным.

Тогда по (4) определяем, что

$$N_2 = 1{,}32 \cdot 215 \left(1 - 0{,}77 \cdot 0{,}93\right) = 264$$

Анализ фонда добывающих и нагнетательных скважин по Бондюжскому месторождению по состоянию на конец 1985 г. показал, что на объекте разбурено к этому времени 305 скважин. Из них ликвидировано сразу после бурения 14 скважин и 1 скважина находилась в ожидании освоения после бурения. Таким образом, в разработке месторождения с начала его эксплуатации и до 1985г. участвовали 290 добывающих и нагнетательных скважин.

Для условий нефтяных месторождений Татарии с учетом особен-

ностей изменения добычи нефти из скважин в зависимости от геологофизических характеристик пластов и состояния выработанности запасов обоснован минимальный экономически рентабельный размер добычи нефти на одну добывающую скважину, который составляет 7000 т. По Бондюжскому месторождению среди общего количества добывающих скважин, ликвидированных в процессе разработки или переведенных в пьезометрические или контрольные, насчитывается I2 скважин, средняя добыча нефти по которым за все время их эксплуатации составила менее 7000 т. Среди ликвидированных нагнетательных скважин, не внесших существенного вклада в заводнение пластов, имеются 3 скважины: при средней закачке воды на одну нагнетательную скважину, превышающую I млн.$м^3$ воды, закачка по каждой из них за все время работы составила менее I00 тыс.$м^3$. Таким образом, можно считать, что в разработке Бондюжского нефтяного месторожден я с начала его эксплуатации и до I985 г. эффективно участвовало около 290–I2–3=275 добывающих и нагнетательных скважин.

Если за эталон количества скважин, необходимых для эффективной разработки месторождения, взять 275 добывающих и нагнетательных скважин, то абсолютное и относительное отклонения количества скважин (по исходным данным I968 года) составляет Δ = 60 скв. и δ = 2I,8%. Соответствующие отклонения количества скважин, определенного по формуле (4), составляют при этом II скважин и 4%. Отсюда видно, что по формуле (4) можно достаточно обоснованно определять общее количество скважин на перспективу.

Вторым объектом разработки для сравнения вычисления количества скважин по формуле (4) примем Куакбашскую площадь Ромашкинского нефтяного месторождения (случай $\lambda > 1$).

Куакбашская площадь является краевой площадью Ромашкинского месторождения и расположена в юго-западной его части. Эксплуатационным объектом на площади является пашийский горизонт $Д_I$ нижнефранковских отложений верхнего девона.

В отложениях горизонта $Д_I$ выделяются шесть продуктивных пластов: "а", "$б_{1+2}$", "$б_3$", "в", "г", "д". Между собой пласты разделяются глинистыми пропластками. В тех случаях, когда глинистые и слабопроницаемые алевролитовые пропластки выпадают из разреза, отдельные пласты сливаются друг с другом. Наиболее часто сливаются между собой пласты "б" и "г", и "д".

Пласт "а" представлен коллектором только в северо-восточной части площади, где большую долю занимают алевролиты, песчаники отмечаются в виде небольших участков, которые расположены в зоне распространения алевролитов.

Пласт "$б_{1+2}$" сложен алевролитами и песчаниками в основном в центральной части площади. В остальной части площади пласт замещен глинистыми разностями пород, среди которых выделяются лишь отдельные линзы и полосы пород коллекторов.

Пласт "б" распространен в основном в северной и южной частях площади. На тех участках, где пласт "$б_3$" представлен пластами - коллекторами, алевролиты занимают доминирующее положение. Песчаники прослеживаются в виде отдельных линз среди алевролитов.

Пласт "в" имеет преимущественно площадное распространение коллекторов. На большей части площади пласт сложен песчаниками.

Пласты "г" и "д" характеризуются площадным развитием коллекторов, почти повсеместно сложены песчаниками. Таким образом, видно, что в выделяемых пластах горизонта $Д_I$ Куакбашской площади сверху вниз увеличивается доля пород коллекторов и зале-

гание их изменяется от линзовидного до площадного.

Горизонт $Д_I$ в целом характеризуется следующими основными показателями: средняя нефтенасыщенная толщина – 2,5 м, средняя пористость – 17,1%, средняя проницаемость – 364 мДарси.

Как видим, геологическое строение горизонта $Д_I$ Куакбашской площади чрезвычайно сложное. Изученность неоднородности, несмотря на значительный фонд разбуренных скважин, слабая.

На рис.4 приведены характеристики вытеснения нефти водой, необходимые для определения коэффициента объемной неоднородности

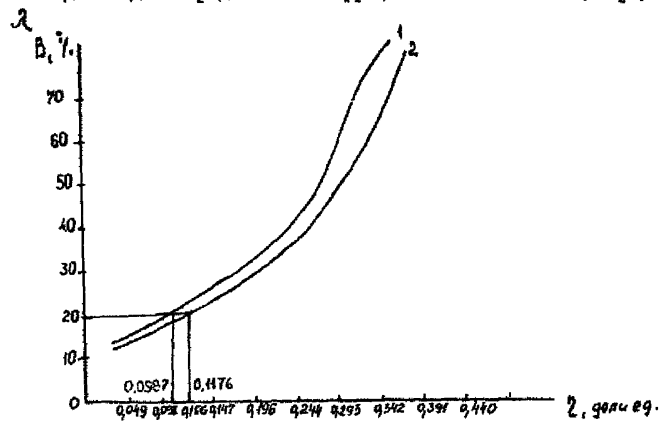

Рис. 3. Характеристики вытеснения нефти водой по Куакбашской площади Ромашкинского месторождения, построенные: I – по данным технологической схемы разработки 1966г.; 2 – по фактическим данным.

Из рис.4 видим, что при B = 20% фактическая текущая нефтеотдача η_2 = 0,1176, а текущая проектная нефтеотдача по "Технологической схеме 1966 г." η_1 = 0,0897.

По формуле (3) определяем, что

$$\lambda = \frac{0,1176}{0,0897} = 1,31$$

Как указывалось выше, $\lambda > 1$ означает, что объект "перебурен". Излишняя разбуренность горизонта $Д_I$ Куакбашской площади подтверждается анализом работы фонда добывающих и нагнетательных скважин. По состоянию на начало 1986 г. горизонт $Д_I$ Куакбашской площади эксплуатируется 174 добывающими и нагнетательными скважинами. Из числа добывающих по 56 скважинам добыча нефти за все время их эксплуатации составила менее 7000 т.

Среди нагнетательных скважин, работающих на горизонт $Д_I$ Куакбашской площади, имеется 5 скважин, закачка по которым составила менее 50 тыс.м^3 воды. Средний же объем закачки воды на одну нагнетательную скважину по горизонту $Д_I$ Куакбашской площади превышает 300 тыс.м^3. По-видимому, рациональная разработка горизонта $Д_I$ Куакбашской площади могла бы быть осуществлена и без бурения этих 60 малоэффективных скважин.

2.4. Отключение из эксплуатации высокообводненных добывающих скважин

Наиболее эффективным методом снижения объемов добычи попутной воды на поздней стадии разработки залежи является отключение из эксплуатации высокообводненных добывающих скважин. Отключение из эксплуатации добывающих скважин без дополнительного бурения приводит к снижению объемов добычи нефти и конечной нефтеотдачи за счет разуплотнения сетки скважин и снижения охвата пласта заводнением.

В основной период разработки залежи бурение и ввод в эксплуатацию дополнительных скважин производят с целью повышения нефтеотдачи продуктивных пластов и интенсификации добычи нефти.

Этим в основном определяется выбор как количества, так и местоположения бурения дополнительных скважин. На поздней стадии, учитывая прогрессирующее обводнение залежи и снижение добычи нефти, этот взгляд на цель бурения дополнительных скважин должен быть пересмотрен: дополнительные скважины должны буриться в этот период в количестве, предусмотренном планово-проектными документами, и преследовать цель восполнения потерь добычи нефти, имеющих место, в первую очередь, за счет отключения из эксплуатации высокообводненных добывающих скважин. При этом выбор мест бурения скважин должен производиться таким образом, чтобы добыча попутной воды из вновь разбуренных дополнительных скважин была минимальной.

Минимальное количество дополнительных скважин N_3, которое необходимо разбурить и ввести в эксплуатацию на поздней стадии разработки определяют из условия, что некоторые объемы невыработанных запасов нефти в неоднородных пластах выявляются только на поздей стадии и для их извлечения необходимо оставить некоторый резерв фонда дополнительных скважин. В зависимости от степени неоднородности объекта разработки N_3 должно составлять 10-20% от общего количества ΔN дополнительных скважин, определяемого по (5), т.е.

$$N_3 = (0{,}1 \div 0{,}2)\,\Delta N \qquad (6)$$

Основным критерием, определяющим выбор местоположения дополнительной добывающей скважины на залежи, следует считать величину извлекаемых запасов нефти, приходящихся на одну скважину. Исходя из наибольших величин извлекаемых запасов нефти, приходящихся на одну скважину, дополнительные скважины располагают избирательно на слабодренируемых участках залежи, в линзах, в тупиковых и застойных зонах.

После бурения и ввода в эксплуатацию на поздней стадии разработки дополнительных скважин отключают из эксплуатации обводненные добывающие скважины. Количество отключаемых скважин не должно превышать количества введенных в эксплуатацию дополнительных скважин, а определяют его условия, что потеря добычи нефти из отключаемых скважин должна быть меньше прироста добычи нефти из введенных в эксплуатацию дополнительных скважин. При этом очередность отключения из эксплуатации обводненных скважин принимают в порядке увеличения для каждой отключаемой скважины целочисленного значения функции F, определяемого по формуле

$$F = n_s + m_{\omega}, \qquad (7)$$

где n_s – порядковый номер скважины в убывающем ряду величин отбора воды из скважины, а m_{ω} – порядковый номер скважины в убывающем ряду величин текущего водонефтяного фактора скважин.

Функция F отражает два основных параметра, влияющих на эффективность отключения обводненных скважин из эксплуатации: количество воды, *отбираемое из отключаемой скважины совместно* с нефтью, и текущий водонефтяной фактор отключаемой скважины.

Допустим, что на нефтяной залежи, находящейся на поздней стадии разработки, разбурено и введено в эксплуатацию 5 дополнительных добывающих скважин. Допустим также, что прошло некоторое время, достаточное для надежного определения по ним добываемых возможностей. По данным эксплуатации дополнительных скважин составляют табл.2.

На дату составления табл. 2 из скважин основного фонда выбирают наиболее обводненные и составляют по ним табл.3.

При составлении табл.3 водонефтяной фактор скважин определяют как

$$\omega_s = q_s / q_n$$

Таблица 2

№№ пп	№№ скв.	Дебит нефти, т/сут
I	I05	5,8
2	I06	I8,I
3	I07	29,3
4	I08	I8,7
5	I09	I5,5
	ИТОГО:	88,4

Таблица 3

№№ п/п	№№ скв.	Дебит, т/сут нефти, $q_н$	Дебит, т/сут воды, $q_в$	Нумерация скв в порядке убывания, $n_в$	Водонефтяной фактор, $\omega_в$	Нумерация скв в порядке убывания $m_в$	Значение функции, F	Очередность отключ. скв. в порядке роста знач. функции F
I	2	3	4	5	6	7	8	9
I	7	2,3	28	8	I2,2	7	I5	8
2	II	I,8	37	7	20,6	4	II	7
3	I9	4,8	78,4	4	I6,3	5	9	4
4	23	3	II2,I	2	37,4	2	4	I
5	27	6,2	94	3	I5,2	6	9	5
6	34	I7,I	I90,8	I	II,2	8	9	6
7	4I	I,I	47,4	6	43,I	I	7	2
8	58	2,7	64,8	5	24	3	8	3

Если при определении очередности отключения скважин в порядке роста значений функции F (заполнении графы 9) последние равны для нескольких скважин, то приоритет должен отдаваться скважине с бо́льшим значением водонефтяного фактора (с меньшим

значением номера n_{max}).

Сопоставляя данные по скважинам, представленные в табл.2, 3, принимают решение об отключении из эксплуатации наиболее обводненных скважин основного фонда. При этом отключение скважин из эксплуатации производят в порядке нумерации их в графе 9 табл.3. Количество отключаемых из эксплуатации обводненных скважин должно быть не больше дополнительно разбуренных скважин. При этом суммарный дебит нефти скважин, подлежащих отключению, не должен превышать суммарного дебита нефти дополнительно разбуренных скважин.

В рассмотренном примере, по данным табл.2,3, отключению из эксплуатации подлежат пять скважин. При этом отключение их следует производить в таком порядке: вначале отключают скв.23, затем скв.41 и далее скв.58, 19, 27. Суммарный дебит нефти отключаемых скважин составляет 17,8 т/сут при суммарном дебите нефти дополнительно разбуренных скважин 88,4 т/сут.

Обводненные добывающие скважины, отключенные из эксплуатации даже на поздней стадии разработки объекта, не должны подлежать ликвидации. Совместно с другими скважинами, выполнившими свое назначение, они должны быть изучены с целью перевода их в другие категории(нагнетательные, контрольные, дающие воду и т.д.) или перевода на другие горизонты. Если это нецелесообразно, то они должны быть переоборудованы в пьезометрические.

gost.e-ecolog.ru