

Обводнение горизонтальных скважин Федоровского месторождения

Л.А. Скородиевская
(ОАО "НПО
"Бурение"),
Р.Г. Хисматов,
Ю.Н. Маслов (ОАО
"Сургутнефтегаз")

L.A.Skorodievskaya
(Open Joint Stock Association
"Scientific-Industrial Enterprise "Bureniye"),
R.G.Hismatov, Y.N.Maslov (Open Joint Stock
Association "Surgutneftegas")

Watering-out of horizontal wells at Fedorovskoye field

Presented are production parameters of wells at Vostochno-Mohovaya area of Fedorovskoye field after their transfer from natural flowing to artificial flowing under conditions of constant mode of operation. Reviewed are distribution of wells according to their productivity, orientation of horizontal section and initial water-cut. Noted is a necessity of well surveys application for determination of formation intervals, requiring stimulation, development of strategy for elimination of water influx and development technologies improvement.

В последние годы в России существенно возросла доля разведанных запасов нефти в низкопродуктивных коллекторах, которые в основном приурочены к месторождениям Западной Сибири. Применение традиционных технологий извлечения из них нефти низкоэффективно, а иногда нерентабельно.

К одному из современных методов повышения нефтеотдачи пластов с использованием новых технологий и технических средств относится разработка нефтяных месторождений с бурением горизонтальных скважин (ГС). Они применяются для более эффективной разработки сложнопостроенных, нефтегазовых и водоплавающих залежей, а также для снижения капитальных вложений в разработку. Хотя в России и за рубежом пробурено много ГС, опыт эксплуатации их недостаточен. Решение вопросов повышения нефтеотдачи не устраняет проблем, связанных с эксплуатацией скважин, а в большинстве случаев некоторые из них еще более обостряются. Специфика их предопределяет новые проблемы при воздействии на пласт с целью ограничения водопритоков и интенсификации добычи нефти. Эти проблемы связаны как с недостаточным развитием техники и технологии строительства и эксплуатации ГС, так и с геологическим строением пласта и геометрией скважин.

В процессе эксплуатации ГС часто возникают затруднения, связанные с контролем за их работой, а главное с формированием мощных линий токов воды по горизонтальному стволу, что уменьшает охват залежи выработкой и снижает нефтеотдачу [1].

Благодаря большой поверхности фильтрации ГС вначале достигаются высокие дебиты нефти, затем в ходе эксплуатации горизонтальная часть ствола может стать идеальным каналом обводнения. Появление воды в продукции в результате прорыва пластовых, закачиваемых или подошвенных вод может быть вызвано конструктивными (отсутствие заколонных пакеров, цементного кольца и др.) и эксплуатационными (например, подтягивание гребня воды за счет установки более производительных ЭЦН) факторами. Существуют определенные сложности, связанные с проведением геофизических исследований пласта в горизонтальной части ствола, определением интервала притока воды, проведением изоляционных работ.

В процессе эксплуатации ГС особые требования необходимо предъявлять к установлению режимов эксплуатации скважины, особенно для водонефтяных залежей, в которых вскрытый горизонтальный ствол располагается близко к ВНК. При разработке тонких водонефтяных зон [2] с расположением горизонтальной части ствола на расстоянии 3 м от ВНК формируется гребень подошвенной воды, уменьшается и без того малую нефтенасыщенную толщину пласта и затрудняет приток нефти из его периферийных участков. Как отмечают авторы, если горизонтальный ствол практически расположен на ВНК (0,5 м от ВНК), то высокая обводненность достигается значительно быстрее, хотя и при больших дебитах нефти, т.е. выработка пласта идет при более высоких отборах жидкости. Поэтому режим эксплуатации ГС необходимо подбирать так, чтобы по-

дошвенная вода не втянулась быстро в ствол скважины и не произошло ее быстрое обводнение. Эффективность эксплуатации ГС, возникновение осложнений, вызванных прорывами воды в скважины, и необходимость проведения ремонтов в значительной степени определяются также качеством разобщения пластов при строительстве. Причиной затрубной циркуляции может служить образование каналов перетока за счет несоответствия свойств цементного раствора условиям в скважинах. Проведенные исследования показали, что применяемые для разобщения вскрытых скважиной пластов цементные растворы не стабильны и после закачивания в трубное пространство расслаиваются. При больших углах наклона ствола расслоение цементного раствора особенно явно, и в верхней части образуется циркуляционный канал, наполненный жидкостью затворения. Поэтому в скважинах с зацементированным горизонтальным стволом при наличии каналов перетока поступление воды в один участок интервала перфорации неизбежно вызывает обводнение по всему перфорированному интервалу.

В литературных источниках проблемам, возникающим при эксплуатации ГС, уделяется недостаточно внимания. Публикаций о состоянии ремонтных работ практически нет, что не позволяет сделать информативный анализ проблемы и тормозит ее решение. Отсутствие сведений о работе обводненных ГС и ремонтно-изоляционных работах в них затрудняет получение объективных данных о работе скважин для выяснения характера обводнения

продукции, а также разработку стратегии борьбы с водопроявлениями. Поэтому в данной статье предлагается рассмотреть вопрос о необходимости обмена информацией по совершенствованию эксплуатации ГС и развитию методов проведения в них ремонтных работ, в том числе водоизоляционных.

Опытно-промышленные работы по группе пластов АС₄₋₈ Федоровского месторождения ОАО "Сургутнефтегаз" начаты в 1976 г. По литологической характеристике разрез АС₄₋₈ относится к вартовской свите (1860-1896 м). Коллектор представлен переслаиванием песчаников, аргиллитов и алевролитов, проницаемость 0,35 мкм²; глинистость 17 %; пористость 26 %; тип коллектора - поровый. Залежь пластов АС₄₋₈ практически на всей площади представлена нефтяной оторочкой, заключенной между газовой шапкой и подошвенной водой, простирающейся по всей площади залежи. Глубина продуктивного пласта в районе бурения около 1980-2090 м, средняя толщина - 12 м. В результате близкого расположения к ВНК при отсутствии непрерывного глинистого раздела происходит быстрое обводнение скважин. На разработку запасов нефти влияет также газ газовой шапки.

Таким образом, геологические условия залегания углеводородов в пластах АС₄₋₈ Федоровского месторождения неблагоприятно влияют на разработку газонефтяной залежи. Добыча нефти в таких условиях неизбежно сопровождается значительными объемами попутно добываемых воды и газа. Все это приводит к невозможности высокоэффективной разработки узкой по толщине нефтяной оторочки.

Залежь Федоровского месторождения заводняется по площадной схеме с применением вертикальных скважин. Обводненность добывающих скважин изменяется от 50 до 99 %. Практически весь добывающий фонд скважин на месторождении механизирован. Из-за перетоков газа, гидратообразования, парафиноотложений, а также из-за резкого роста обводненности многие скважины после непродолжительной эксплуатации приходится останавливать для проведения в них ремонтных работ.

Поскольку традиционными методами разработки, т.е. разбуриванием пластов вертикальными скважинами и использованием традиционного метода заводнения в данных геологических условиях необходимой нефтеотдачи достигнуть весьма сложно, было принято решение об изме-

нении системы разработки пластов АС₄₋₈ строительством ГС. Полагалось, что достаточно высокие коллекторские свойства пластов АС₄₋₈ с их естественной расчлененностью позволят проводить более успешную выработку из них запасов нефти. В результате строительства первых четырех экспериментальных ГС на пластах АС₄₋₈ Моховой площади Федоровского месторождения были получены обнадеживающие результаты. При сравнении показателей эксплуатации вертикальных и горизонтальных скважин было установлено, что дебиты нефти и жидкости ГС значительно выше, чем вертикальных; газовый фактор меньше; увеличение количества добываемой нефти из ГС достигается более быстрыми темпами.

Анализируя обводненность скважин по экспериментальным ГС, можем отметить, что на начальном этапе эксплуатации для большинства скважин водонефтяное отношение w/o того же порядка, что и для вертикальных, т.е. в среднем около 1. Однако при дальнейшей работе ГС отмечаются довольно быстрый рост содержания воды и увеличение w/o в несколько раз, тем не менее выигрывают по нефти несомненный. Как показал анализ работы экспериментальных скважин за весь рассматриваемый период их эксплуатации (от 1,5 до 3 лет), скважин с $w/o < 1$ нет. В среднем по этим скважинам $w/o = 3,3$, т.е. на 1 т нефти в среднем добывается более 3 т воды.

В соответствии с измененным групповым рабочим проектом на следующую группу скважин с конца 1995 г. начато разбуривание горизонтальными скважинами пласта АС₄₋₈ на Восточно-Моховой площади. Проект разработан с учетом бурения первого участка ствола скважины составляет 550 м в отличие от 250 м по предыдущему проекту. ГС бурятся по большим радиусам кривизны с использованием отечественных технических средств бурения. Навигационное сопровождение обеспечивается с помощью закупленных за рубежом телесистем. Бурение проводится с кустов, строительство скважины занимает в среднем 1 мес. Горизонтальная часть ствола не центрируется за исключением редких случаев отклонения от проектной проводки, что связано с литологией пласта. Секции гравийных фильтров (ФГС) в количестве от двух до пяти в зависимости от длины горизонтального участка комплектуются в эксплуатационной колонне горизонтальной части ствола на расстоянии 80-100 м один от другого.

Основной способ эксплуатации ГС на Моховой и Восточно-Моховой площадях электропогружными насосами, главным образом из-за высокой обводненности скважин. Из 78 скважин с использованием ЭЦН эксплуатировались 58 (74,4%), в фонтанном режиме - 4 (5,1%). По 16 скважинам (20,5%) способ эксплуатации менялся с механизированного (ЭЦН) на фонтанный или наоборот.

Стремление увеличить добычу нефти за счет спуска более производительных ЭЦН при снижении дебитов и росте обводненности позволяет поддержать более высокие дебиты нефти, но, как правило, обостряет проблему поступления воды в скважину.

Перевод скважин с фонтанного на механизированный способ добычи, как правило, сопровождается значительным увеличением объема добываемой жидкости при росте обводненности (рис. 1). Прогрессирующий рост обводненности наблюдается также у скважин, которые введены в эксплуатацию и работают только при одном способе, при этом снижается дебит нефти (рис.2).

При рассмотрении показателей эксплуатации скважин за период от нескольких месяцев до трех лет можно условно выделить три группы (рис. 3):

I - $Q_{ж}$ и $Q_{н}$ снижаются при росте обводненности, это самая представительная группа скважин;

II - $Q_{ж}$ и $Q_{н}$ увеличиваются при снижении обводненности;

III - все показатели меняются незначительно, оставаясь в среднем на одном уровне.

При различных вариациях роста или падения дебитов жидкости и нефти число скважин, осложненных притоком воды и с тенденцией роста обводненности, составляет 74,2 %. Такое же число скважин эксплуатируется в режиме снижения добычи нефти и только 14,5 % - с ее нарастанием. С практически не меняющимися дебитами нефти и относительно постоянной обводненностью эксплуатируются 8 % скважин.

В среднем по девяти экспериментальным скважинам (Моховая площадь) параметр $w/o = 3,3$. По ГС Восточно-Моховой площади 35 скважин из 58 работают с $w/o < 1$ и 23 скважины с $w/o > 1$. В среднем по этим скважинам показатель $w/o = 1,3$, однако скважины на данной площади эксплуатируются менее продолжительное время.

Для скважин с зацементированным горизонтальным стволом начальная обводнен-

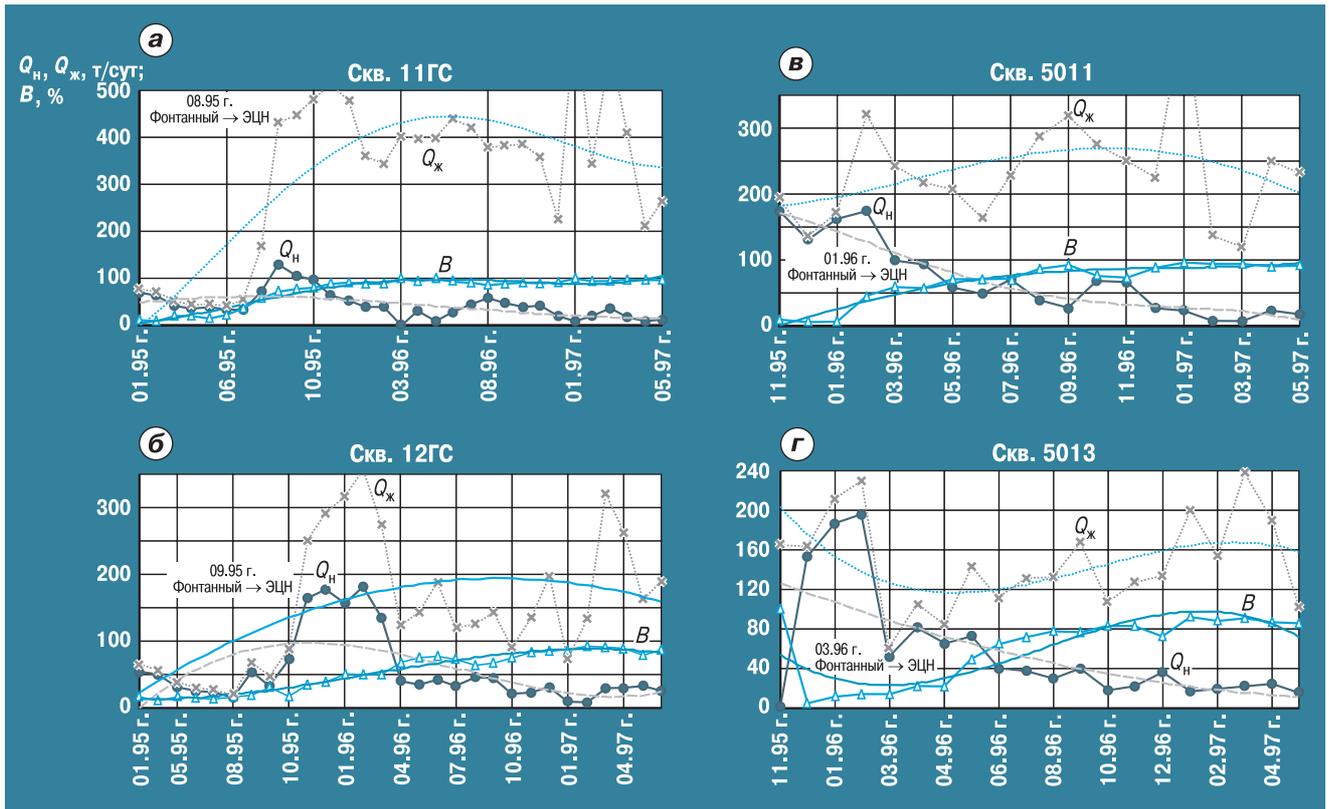


Рис. 1. Показатели эксплуатации скважин Моховой (а, б) и Восточно-Моховой (в, г) площадей:
 Q_n , $Q_{ж}$ - дебит соответственно нефти и жидкости; B - обводненность

ность также достигает высоких значений (45-75 %). Однако это скважины, в кото-

рых возникли проблемы при их бурении. В них с большой долей вероятности следу-

ет учитывать возможность некачественного цементирования горизонтальной части ствола. В условиях, когда эксплуатационная колонна лежит на породе в пробуренном стволе, сложно провести качественное цементирование. Кроме того, возможны усадка цемента и образование за счет этого

каналов перетока, т.е. разобращения перфорированных интервалов не будет. Небольшая толщина нефтяного коллектора, близость ВНК и отсутствие четко выраженной глинистой перемычки определяют сдачу в эксплуатацию многих скважин с высокой обводненностью. Если рассматривать показатели работы скважин при их пуске (рис. 4), то можно отметить, что большее число скважин сдали в эксплуатацию с $Q_{ж} = 50-70$ т/сут, с $Q_n = 30-40$ т/сут стали работать приблизительно 25 % скважин и с $Q_n = 50-60$ т/сут - 18 % скважин. Наибольшее число скважин (27 %) стали эксплуатировать с обводненностью 50-60 % и 18 % скважин - с обводненностью 10-20 %. Одинаковое число скважин

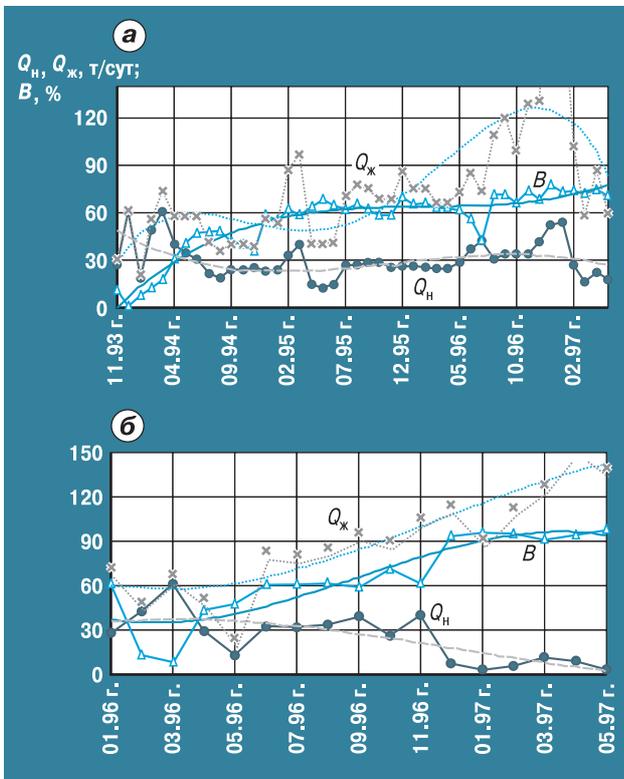


Рис. 2. Показатели эксплуатации скв. 3ГС Моховой площади фонтанным способом (а) и скв. 5010 Восточно-Моховой площади при использовании ЭЦН (б)

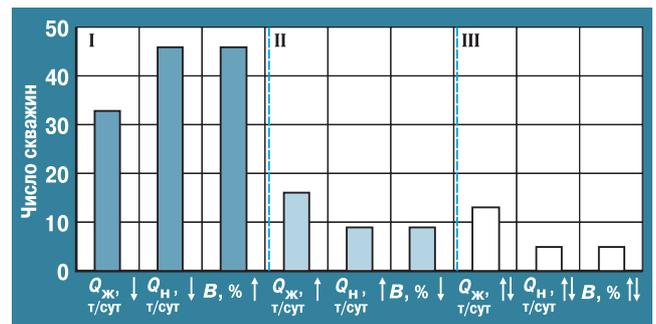


Рис. 3. Распределение 62 скважин по показателям эксплуатации

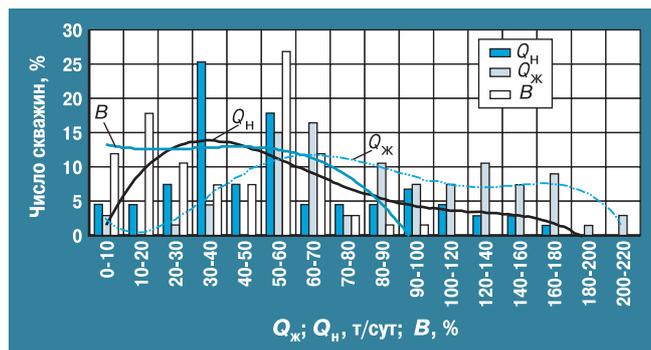


Рис. 4. Показатели работы 74 скважин при вводе их в эксплуатацию (распределение Q_н, Q_ж и B полиномиальное)

(по 12 %) запущены как с низким содержанием в продукции воды (0-10 %), так и с высоким (60-70 %).

По начальной обводненности продукции можно выделить две наиболее представительные группы: I - около 30 % скважин с обводненностью до 20 %, II - около 40 % скважин с обводненностью 50-70 %. Продукцию с обводненностью 20-50 % давали около 25 % скважин, с обводненностью более 70 % - 5-6% (см. рис. 4).

Прорыв подошвенных вод может произойти при высоких пусковых депрессиях на продуктивный пласт уже при освоении ГС. По проектам на их строительство депрессии при испытании определены равными 7,8 МПа (Моховая площадь) и 9 МПа (Восточно-Моховая площадь). Такие депрессии могут обусловить прорыв воды в скважину при близком расположении горизонтального ствола к ВНК. Подтверждением этому является высокая начальная обводненность многих скважин, в частности тех, где проведенные геофизические исследования при проводке горизонтального ствола, однозначно интерпретируют только нефтенасыщенность.

Исследования по определению предельного перепада давлений в горизонтальных скважинах не проводились, поэтому использовался опыт, накопленный по вертикальным скважинам. Фактически депрессии, на которых работают вертикальные добывающие скважины, составляют 3-4 МПа. Для получения значительных дебитов жидкости (от 100 до 300 т/сут) в ГС, по мнению авторов работы [1], вполне достаточна депрессия 1,0-0,5 МПа, т.е. нагрузки на непроницаемые прослои могут быть снижены в 2-4 раза. Для ГС критические значения толщин непроницаемых прослоев уменьшены и приняты равными 2 м в газонасыщенной части и 1 м в водонасыщенной. Было принято, что глинистый раздел толщиной 1 м является экраном от газа, если депрессия в скважине не

превышает 0,7 МПа, и экраном от воды, если депрессия не выше 1,5 МПа. Сохранение целостности непроницаемых перемычек при запуске скважин и дальнейшей их эксплуатации позволит не только с большим эффектом эксплуатировать ГС, но и более качественно

проводить ремонтно-изоляционные работы (РИР).

К проводке ГС в низкопродуктивных пластах малой толщины предъявляются особые требования. Это прежде всего обеспечение проводки скважины в соответствии с проектными данными, особенно горизонтального участка ствола из-за его близкого расположения от ВНК. Допустимые погрешности измеряются десятками сантиметров. Ухудшение коллекторских свойств к подошве пласта, а главное возможность быстрого прорыва подошвенной воды являются факторами нежелательной ориентации горизонтальной части ствола близко к ВНК.

При рассмотрении связи ориентации горизонтальных стволов в пласте с обводненностью можно сделать вывод, что этот фактор существенно влияет на обводненность. Малая и меняющаяся по простиранию толщина нефтенасыщенной части пласта может обуславливать прохождение горизонтальной части ствола на некоторых участках несколько ближе к ВНК, чем рассчитано. При этом начальная обводненность наиболее высокая: в основном 30-60 и до 80 %, темп обводнения наиболее быстрый, и наоборот, минимальное содержание воды в продукции отмечается при ориентации горизонтальной части ствола в нефтяном коридоре ближе к ГНК. В таких скважинах обводненность в основном составляет 10-20 % и возрастает более плавно.

По данным ГИС большее число из рассматриваемых 69 скважин пробурено в нефтяную зону (более 56 %), приблизительно одинаковое число (по 16 %) - в нефтяную + газовую и нефтяную + водяную, по остальным скважинам нет точных данных. В нефтяном коридоре ближе к воде ориентированы около 48 % общего числа скважин, ближе к газу - около 26 % и остальные - попеременно к газу и воде. В последнем случае начальная обводненность достаточно высокая, так как на этот параметр существенно влияют участки ствола, приближенные к ВНК (см. таблицу).

Как видно из таблицы, скважины начинают эксплуатироваться с обводненностью при любой ориентации горизонтальной части ствола. Однако, если последняя проходит в интерпретируемой по ГИС нефтенасыщенной части коллектора, но ориентирована ближе к ВНК, начальная обводненность в среднем приблизительно в 2 раза выше, чем при ориентации ствола к ГНК.

Вскрытый горизонтальным стволом участок коллектора литологически относительно однороден, и горизонтальный ствол является каналом, дренирующим пласт по всей длине фильтра. Традиционные методы РИР в ГС не дают удовлетворительных результатов, либо не применимы. Как показывает анализ результатов этих работ за рубежом, эффективность методов ограничения водопритоков и интенсификации в ГС значительно меньше, чем в обычных скважинах. Поэтому разработка комплекса мер по поддержанию фонда ГС в хорошем рабочем состоянии, с учетом, что их эксплуатация имеет свои особенности в отличие от вертикальных скважин и требует особого, нестандартного подхода при ремонтных работах, очень актуальна.

Работы в горизонтальном стволе осложняются отсутствием зумпфа, в который может осаждаться обвалившаяся порода, что приводит к зашламлению горизонтального ствола и снижению дебитов, это

Насыщенность коллектора (по горизонтальному стволу)	Ориентация горизонтальной части ствола (число скважин)	Средняя начальная обводненность, %
Нефть	К ВНК (17)	40-60
	К ГНК (5)	20-30
Нефть + газ	К ВНК (4)	15-60
	К ГНК (6)	5-20
Нефть + вода	К ВНК (4)	20-70
	К ГНК (2)	50-60

наблюдается в ГС Федоровского месторождения. Одним из решений проблемы продления срока эксплуатации ГС является воздействие на призабойную зону пласта, включающее направленное блокирование обводненных участков. Необходимо использовать специальные материалы, приемы и технические средства для обеспечения селективной изоляции. Комплекс работ должен включать также предварительные операции по очистке горизонтального участка ствола скважины.

Для эффективного ограничения вод в скважинах с горизонтальным стволом необходима разработка технологии проведения водоизоляционных работ с учетом конструкции фильтра, режима фильтрации, профилей притока и приемистости, интервала поступления воды и других специфических особенностей этих скважин.

В объем ремонтных работ (капитальных, текущих), проводимых в ГС Федоровского месторождения, входят такие мероприятия, как промывка парафиновых пробок, замена ЭЦН, перевод с фонтанного режима на ЭЦН, ликвидация межколонных проявлений и др. Поскольку нефти пласта АС₄₋₈ характеризуются высоким содержанием парафинов, периодически проводится промывка парафиновых пробок горячей нефтью. Ремонтные работы, направленные на ограничение водопритокосов, из-за отсутствия соответствующих технологий в ГС не проводились.

Конструкция скважин и особенности геолого-технических характеристик Восточно-Моховой площади Федоровского месторождения определяют дополнительные требования к материалам и технологиям ограничения водопритокосов, а также к интенсификации продуктивных интервалов. С учетом специфики залегания продуктивных пластов и характера поступления в скважину воды при разработке технологии необходимо рассматривать два варианта обводнения: подтягивание конуса подошвенной воды и прорыв фронта нагнетаемых вод, а также предусмотреть вариант поступления воды одновременно по двум источникам. При подтягивании конуса подошвенной воды наиболее эффективно создание в районе интервалов фильтрации (ФГС, перфорации) на поверхности ВНК подвижных вязкоупругих экранов, повышающих анизотропию в вертикальном направлении. При этом необходимо использовать соответствующие материалы, которые должны обладать необходимыми свойствами, позволяющими решить эту задачу. Кроме того, требуется

разработка соответствующих технологических приемов.

Привлечение методов ГИС (с использованием комплекта геофизических приборов на гибких трубах) для определения интервала воздействия на пласт, выработки стратегии борьбы с водопритокосами и совершенствования технологий обязательно. Это позволит не только более качественно проводить работы, но и накопить достаточный объем необходимой информации о распределении тампонажного материала в прифильтровой зоне и оценке технологических приемов с целью их совершенствования. Наряду с проведением РИР возможно регулирование темпа обводнения скважин путем выбора режимов их эксплуатации.

Таким образом, анализ работы ГС, пробуренных на пласт АС₄₋₈ Федоровского месторождения, показывает, что их эксплуатация осложнена большими объемами добываемой воды. Поскольку в настоящее время строительство ГС на месторождении ведется активно и запланированы большие объемы бурения, можно ожидать, что по новым пробуренным скважинам возникнут те же проблемы, что и по существующим. Поэтому решать их надо безотлагательно.

Выводы

1. В связи с достаточно большим имеющимся фондом ГС и активным строительством новых скважин проблема их обводнения очень актуальна и требует решения. В настоящее время соответствующие технологии отсутствуют.

2. Работы по ограничению водопритокосов в ГС являются пионерскими, так как отсутствует необходимый опыт их проведения, не накоплена соответствующая информация о результатах работ и реагировании скважин на различные воздействия. Приемы, используемые в вертикальных скважинах для ограничения водопритокосов и интенсификации добычи нефти, применительно к ГС требуют значительного пересмотра и принятия неординарных решений.

3. Большое внимание должно уделяться эффективной и экономичной технике периодической изоляции, сводящей к минимуму затраты на ремонтные работы. Следует использовать направленное воздействие на пласт, достигаемое техническими приемами с применением специальных технических средств (внутрискважинных пакеров, гибких труб и др.) и тампонажных материалов с необходимыми свойствами. Требуется решение вопросов установки внутрискважинных пакеров в

горизонтальном участке ствола для осуществления ремонтных работ.

4. Необходимо решить технические, технологические и организационные проблемы в области освоения горизонтальных скважин. Целесообразно разработать методику подбора допустимых депрессий.

5. Большинство скважин с горизонтальным стволом на Федоровском месторождении является проблемным в основном вследствие притока воды. Начальная обводненность их достигает 50-60%. Наиболее представительную группу составляют скважины со снижающимися дебитами жидкости и нефти, растущей обводненностью. Число скважин, осложненных притоком воды, и с тенденцией роста обводненности превышает 74%.

6. Образование призматических гребней воды или прорывы нагнетаемых вод могут происходить уже при вводе скважин в эксплуатацию.

7. С переходом на механизированный способ добычи типичным является значительное увеличение дебита жидкости, однако при этом существенно возрастает содержание воды в продукции. В большинстве случаев перевод на ЭЦН большей производительности с целью увеличения текущих дебитов нефти также повышает обводненность.

8. На содержание воды в добываемой продукции влияет ориентация горизонтальной части ствола в продуктивном пласте по отношению к ВНК или ГНК. С меньшей обводненностью эксплуатируются скважины, ориентированные ближе к ГНК.

11. Решение вопросов ограничения поступления нагнетаемых и подошвенных вод в ГС в условиях пластов АС₄₋₈ позволит увеличить малообводненный период их эксплуатации, снизить темп поступления воды в обводненные скважины, будет способствовать выводу их из простоя вследствие обводнения и продлит срок рентабельной работы ГС.

Список литературы

- 1. Опыт вскрытия нефтяных пластов горизонтальными скважинами/ К.Б. Аширов, Т.М. Боргест, А.Г. Шашель и др.//Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. - 1997. - № 11. - С. 8-10.**
- 2. Закиров Э.С., Юльметьев Т.И. Относительно риска разработки тонких водонефтяных зон горизонтальных скважин//Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. - 1997. - № 12. - С. 32-35.**