**Оптимизация размещения и порядка бурения многоствольных скважин в процессе мониторинга разработки Кравцовского месторождения**

В.Ф. Сомов, В.З. Минликаев, В.М. Десятков, Н.Н. Перминова, М.Ю. Низовцева, А.В. Черницкий

Кравцовское месторождение - первое морское месторождение в России, обустроенное и введенное в разработку отечественной компанией. В настоящее время на его долю приходится более половины добычи нефти ООО «ЛУКОЙЛ-Калининградморнефть». Разработка морских месторождений отличается более сложными конструкциями скважин, ограничениями по системам сбора и подготовки продукции, максимально высокими экологическими требованиями. Кроме того, такие месторождения всегда менее разведаны, на них невозможна полноценная пробная эксплуатация. Все это влияет на систему разработки, требует более тщательного ее проектирования и непрерывной оптимизации в процессе разработки.

Кравцовское месторождение является одним из приоритетных объектов ОАО «ЛУКОЙЛ». Мониторингом его разработки занимается комплексная группа, в состав которой входят спе-циалисты ООО «ВолгоградНИПИморнефть», ООО «Калининградморнефть», Центра геолого-гидродинамического моделирования (ЦГГМ) компании «ЛУКОЙЛ». Мониторинг при этом понимается как непрерывное проектирование разработки1. Цель статьи показать преимущества мониторинга как непрерывного проектирования разработки месторождения с применением постоянно действующей геолого-технологической модели (ПДГТМ) и некоторые его результаты.

Единственная залежь нефти Кравцовского месторождения гриурочена к отложениям дейменаского надгоризонта среднего кембрия. Среднекембрийский комплекс толщиной до 120 м представлен кварцевыми разнозернистыми песчаниками и алевролитами с прослоями аргиллитов и глинистых алевролитов. Залежь массивная, сводовая, тектонически экранированная на восточном крыле структуры, водоплавающая. В сводовой части она осложнена системой нарушений, амплитуда которых достигает 15-25 м. Высота залежи составляет 48 м, средняя нефтенасыщенная толщи-на - 11,2 м. Водонефтяной контакт (ВНК) принят на абсолютной метке - 2177 м. Коллектор сложен кварцевыми песчаниками пористостью (в среднем) 0,12 и проницаемостью 0,225 мкм2. Продуктивный пласт толщиной 0,2 - 1,6 м расчленен прослоями глинистых песчаников, алевролитов, предположительно проницаемых в вертикальном направлении вследствие трещиноватости. Коэффициенты песчанистости и расчлененности нефтенасыщенной зоны равны соответственно 0,92 и 3,6. Нефть маловязкая, вязкость в пластовых условиях составляет 1,72 мПа-с. При этом давление насыщения нефти газом низкое - 2,93 МПа, газа почти нет -газосодержание равно 24,9 м3/т, сжимаемость нефти - 1,11х10 3 МПа-1. Схема размещения скважин приведена на рис. 1.

В 2005 г. на месторождении с морской платформы пробурены скв. 6, 1 - 4. В процессе бурения уточнялся структурный план месторождения, для этого некоторые скважины (скв. 1, 2, 4, 5) проектировались и бурились с двойным пересечением горизонтальным стволом кровли залежи. В процессе бурения модель непрерывно уточнялась. Так, в скв. 4 уточненная поверхность оказалась выше, чем построенная по данным сейсморазведки 3D (рис. 2).

Параметрическое заполнение модели осуществлялось на основе интерпретации определений пористости и нефтенасыщенности по результатам геофизических исследований скважин (ГИС) с шагом 0,2 м. Проницаемость задана по корреляционной зависимости с пористостью. В процессе корректировки модели эти зависимости уточнены. Использована поинтервальная корреляция: отдельно для первого (верхнего) слоя, расположенного на расстоянии 1-6 м от кровли, затем для второго слоя (7-10 м от кровли) и т.д. Отдельно заданы параметры алевритистых прослоев, которые по керну низкопроницаемы и не являются флюидоупорами. Для этих интервалов коэффициееты пористости Кп, нефтенасыщенности Кн и проницаемости k составляют соответственно 0,02, 0,7 и 0,5-Ю~3 мкм2. Модель залежи представляет собой единый резервуар со смещением по продольному тектоническому нарушению на 25-30 м.

На 01.02.06 г. залежь эксплуатировалалсь девятью скважинами, в том числе восемью горизонтальными. Накопленный отбор нефти составляет около 8 % начальных извлекаемых запасов. Непрерывно замеряются дебиты жидкости, обводненность продукции, устьевые, затрубные давления и давления в линии, в двух скважинах замеряется давление на приеме насоса. Средний дебит нефти составляет 267 т/сут, обводненность - 4,5 %. В конце 2005 г. в некоторых скважинах появилась вода. Содержание ее в продукции скв. 1 в настоящее время равно 3,8 %, скв. 18 - около 1 %, скв. 3 - 0,7 %. В зоне отбора пластовое давление снизилось до 22 МПа (район скв. 4) при начальном 24,2 МПа. На рис. 3 приведена карта изобар, построенная по данным моделирования. В настоящее время развивается упруго-водонапорный режим - на расстоянии 3-5 км от залежи пластовое давление в настоящее время практически равно начальному.

В условиях массивных залежей, когда запасы вырабатываются снизу вверх, бурение горизонтальных скважин в верхней части залежи обеспечивает наибольший коэффициент извлечения нефти (КИН). Реализуемая система предусматривает разработку залежи 1 вертикальной и 16 горизонтальными скважинами (ГС) как в одноствольном, так и в многоствольном (разветвленном) исполнении (РГС), расположенными в при-кровельной части залежи. В зоне отбора фильтрация жидкости в основном вертикальная, т.е. происходит подъем ВНК, равномерность которого зависит от анизотропии продуктивного пласта по проницаемости - отношения kX),/kr В модели, использованной в проектном документе, это отношение принято равным 10.

Для целей мониторинга специалистами ЦГГМ в 2005 г. была создана постоянно действующая геолого-технологическая модель месторождения. Мониторинг разработки включает:

- ежемесячное пополнение геолого-промысловыми данными

- сопровождение в реальном масштабе времени бурения каждой скважины с корректировкой траектории стволов;

- уточнение геологического строения и модели в процессе бурения новой скважины;

- настройку модели по результатам каждого гидродинамического исследования;

- постоянное обновление (оптимизацию) реализуемой системы разработки месторождения (непрерывное проектирование), предусматривающее уточнение местоположения скважин, их конструкции и режимов эксплуатации.

Моделирование осуществляется с использованием программных комплексов RMS и Tempest MORE норвежской компании ROXAR. Параметры эксплуатируемых в ЦГГМ цифровых геологической и гидродинамической моделей приведены в табл. 1.

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Модель | Размеры ячеек, м | | | Число | | | |
| X | У | z | столбцов | строк | слоев | ячеек |
| Геологическая | 50 | 50 | 0,2 | 156 | 206 | 391 | 12565176 |
| Гидродинамическая | 100 | 100 | 0,4-0,8 (НЗ) | 78 | 103 | 78 | 626652 |
|  |  | 0,8-5,2 (ВЗ) |  |  |  |  |

Примечание. НЗ, ВЗ - соответственно нефтяная и водяная зона.

Гидродинамическая модель двухфазная, трехмерная, изотермическая. Жидкости и поровая среда сжимаемы. Ремасштабирование геологической модели в гидродинамическую проведено таким образом, чтобы сохранить алевритистые прослои в неизменном виде, поскольку они существенно влияют на направления потоков жидкостей в пласте. Кроме того, они в значительной степени определяют анизотропию пласта по проницаемости. Настройка гидродинамической модели проводилась на основании исследований расчетной и фактической динамики пластовых давлений и была начата с проверки гипотез о режиме залежи, т.е. о путях поступления в нее воды. Были рассмотрены три основных варианта: латеральное продвижение законтурных вод в залежь (по напластованию); продвижение вод преимущественно снизу; смешанное продвижение вод. Контроль проводился по фактическим пластовым давлениям в скважинах, причем расчетные давления сравнивались с давлениями, замеренными манометром с учетом времени простоя скважин на замере, т.е. моделировались кривые восстановления давлений (КВД) в скважинах.

Исходя из опыта разработки подобных месторождений и данных фактических замеров, получили прогнозную динамику среднепластового давления. Расчеты показали, что динамику фактических пластовых давлений можно удовлетворительно повторить только при продвижении в залежь воды преимуще-ственно снизу. При значительном снижении проницаемости глинистых прослоев (ниже 0,5х103 мкм2) пластовое давление в зоне отбора уменьшается намного быстрее, чем фактически, даже после введения в верхнюю часть модели залежи выдержанных, выходящих далеко в законтурную зону суперколлекторов проницаемостью 2,5-3 мкм2 (рис. 4). В настроенной модели проблема пластовых давлений решена путем повышения проницаемости глинистых прослоев от 0,5-103 до (2-10)103 мкм2 и увеличения проницаемости по напластованию в 1,5 - 2 раза. Это решение подтверждено настройкой модели по данным гидродинамических исследований путем воспроизведения КВД и индикаторных диаграмм (ИД).

Настройка модели по КВД и ИД особенно важна в начальный период разработки залежи, когда он очень мал. Результаты гидродинамических исследований скважин по сути являются кратковременной историей разработки. Использование гидродинамической модели для определения параметров пласта (численный метод интерпретации) по данным исследования скважин по сравнению с аналитическими методами имеет существенные преимущества, заключающиеся в максимальном учете реальных геометрических характеристик пласта, скважин и состояния разработки залежи. Численные методы особенно эффективны при обработке результатов гидродинамических исследований горизонтальных и многоствольных скважин. На рис. 5 показаны расчетные и фактические КВД по горизонтальной скв. 8. Настройка проводилась путем подбора проницаемости пластов по горизонтали и вертикали, в том числе вертикальных проницаемостей глинистых прослоев. Для оценки степени неоднозначности решения обратной задачи были сделаны попытки выполнить настройку при различных значениях горизонтальных и вертикальных проницаемостей. Оказалось, что вариант удовлетворительной настройки (настроены и ИД, и КВД) практически единственный. Например, не удалось настроить по скв. 8 ИД и КВД одновременно при увеличении горизонтальной проницаемости в 10 раз в районе скв. 8. Это позволяет сделать вывод о том, что настройка скважин по ИД и КВД дает возможность достаточно достоверно оценить анизотропию продуктивного пласта по проницаемости.

В табл. 2 приведены отношения kxv/kz по скважинам, в которых гидродинамические исследования были выполнены с удовлетворительным качеством.

Таблица 2

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Модельная проницаемость | 0,372 | 0,239 | 0,173 | 0,120 | 0,301 | 0,126 |
| Расчетное отношение | 1,01 | 1,03 | 1,05 | 8,33 | 4,14 | 7,12 |

Важный вывод заключается в том, что анизотропия по проницаемости - непостоянная величина, а изменяется по площади от 1,01 до 8,33, составляя в среднем 3,8. По расчетам на модели более 90 % нефти вытесняется снизу вверх, т.е. путем подъема ВНК. Под скважинами при этом происходит опережающее продвижение воды вверх - образуются так называемые «гребни обводнения». Они тем резче, чем меньше анизотропия по проницаемости и нефтенасыщенная толщина пласта. Образование гребней обводнения - нежелательный, но неизбежный процесс при эксплуатации скважин в водонефтя-ной зоне (ВНЗ) с депрессиями, превышающими предельные в безводный период эксплуатации. Для условий Кравцовского месторождения предельные безводные депрессии составляют 0,02-0,05 МПа, дебиты скважин при этом не выше 10-20 м3/сут. Добыча нефти при таких дебитах в морских условиях экономически неэффективна, поэтому проектом разработки предусматривается эксплуатация ГС с дебитами 300-500 м3/сут при депрессии до 1 МПа.

Таблица 3

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Год | Накопленная добыча, тыс. м3 | | | | ВНФ,  м3/м3 | | КИН | | | |
| нефти | | ЖИДКОСТИ | | по запасам | | с учетом текущей нефтенасыщенности | |
| ГС | РГС | ГС J | РГС | ГС | РГС | ГС | РГС | ГС | РГС |
|  |  | |  | |  | |  |  |  | |
| 2010 | 347,5 | 497,5 | 350,3 | 579,6 | 0,01 | 0,17 | 0,123 | 0,176 | 0,152 | 0,198 |
| 2015 | 603,3 | 725,1 | 827,4 | 1368,9 | 0,37 | 0,89 | 0,214 | 0,257 | 0,253 | 0,282 |
| 2020 | 720,3 | 824,6 | 1304,4 | 2158,2 | 0,81 | 1,62 | 0,255 | 0,292 | 0,297 | 0,318 |
| 2025 | 789,7 | 894,8 | 1781,7 | 2948,0 | 1,26 | 2,29 | 0,280 | 0,317 | 0,321 | 0,341 |
| 2030 | 838,6 | 947,1 | 2258,8 | 3737,2 | 1,69 | 2,95 | 0,297 | 0,336 | 0,337 | 0,357 |
| 2040 | 914,2 | 1030,4 | 3212,9 | 5315,8 | 2,51 | 4,16 | 0,324 | 0,365 | 0,360 | 0,381 |
| 2050 | 974,4 | 1090,0 | 4167,2 | 6750,5 | 3,28 | 5,19 | 0,345 | 0,386 | 0,377 | 0,398 |

В условиях образования гребней текущий и конечный КИН зависят от плотности сетки скважин, которую при морской добыче целесообразно увеличивать путем бурения дополнительных стволов скважин (см. рис. 1). Это объясняется тем, что число слотов для бурения скважин в морских условиях ограничивается размерами платформы. Бурение с платформы обусловливает значительные длины стволов скважин вследствие больших отходов их забоев - это второй аргумент в пользу многоствольных скважин.

В настоящее время на месторождении вовлечено в разработку около 70 % запасов нефти, начато бурение краевых скважин и скважин на отдельные поднятия, значительно удаленные от платформы. Бурение этих скважин связано с повышенным риском вследствие меньшей геологической изученности. Одна из задач, решаемых в процессе мониторинга разработки Крав-цовского месторождения, - определение очередности бурения оставшихся восьми проектных скважин на основе оценки технико-экономической эффективности бурения каждой скважины. Разработка месторождения ведется по принципу «нулевого сброса»- вся добываемая жидкость перекачивается на берег. Поскольку по мере обводнения скважин количество перекачиваемой воды увеличивается, а нефти - уменьшается, необходимо оптимизировать порядок разбуривания. Размещение проектных многоствольных скважин приведено на рис. 1.

Методика оценки технико-экономической эффективности заключается в следующем. С применением ПДГТМ был рассчитан базовый вариант разработки, предусматривающий продолжение разработки залежи существующим фондом скважин. Далее рассчитывались варианты, в которых дополнительно к базовому варианту предусматривалось бурение одной проектной скважины различного исполнения. Всего рассчитано 14 вариантов и проведена их экономическая оценка. В качестве основного экономического критерия принят чистый дисконтированный денежный поток (ЧДДПМ), получаемый на эксплуатируемом месторождении за расчетный период его доразра-ботки. Осуществленные затраты в денежных потоках не учитывались. ЧДДПМ сформированы для базового варианта и каждого варианта с бурением скважины. Экономическая целесообразность очередности бурения оставшихся проектных скважин определялась максимальной положительной разностью между ЧДЦПМ по базовому варианту и варианту с бурением скважины. Наибольшая экономическая эффективность в порядке возрастания отмечается при бурении скв. 9 с двумя стволами, скв. 11с тремя стволами и скв. 12с одним и двумя стволами. Эти скважины целесообразно бурить в первую очередь. Бурение двух- и трехствольных скважин в основном выгоднее, чем одноствольных, например, бурение скв. 12 с двумя стволами увеличивает ЧДДПМ на 7,5 % по сравнению с базовым вариантом разработки, в то время как бурение ее с одним стволом повышает ЧДДПМ лишь на 5,8 % по сравнению с базовым вариантом. Технологический эффект от бурения многоствольных скважин составляет от 40 до 90 тыс. т.

Эффективность бурения многоствольных скважин изучалась на полноразмерной модели. Полноразмерные детальные модели реальных залежей нефти позволяют одновременно учесть геологические и технологические факторы, влияющие на эффективность геолого-технических мероприятий (ГТМ). Учет многих факторов - одно из преимуществ методов моделирования. В табл. 3 для примера приведены прогнозные технологические показатели для скв. 12 в одноствольном и двуствольном исполнении. Расчеты на ПДГТМ показали, что из двухствольной скв. 12 можно получить дополнительно около 95 тыс. т нефти в отличие от одноствольной. В то же время бурение вторых стволов из некоторых скважин согласно расчетам на модели не улучшает технологические и экономические показатели. Это связано с геологическими особенностями конкретных участков. На самом деле, поскольку первые стволы выполняют разведочную функцию и уточняют геологию, появляется реальная возможность определить эффективность бурения дополнительных стволов и скорректировать их траектории.

Для изучения влияния различных геолого-физических факторов на эффективность бурения дополнительных стволов и обеспечения сопоставимости результатов были проведены расчеты на элементе пласта. Для элемента приняты средние характеристики залежи в районе скв. 12. Расчеты показали существенную зависимость технологической эффективности вторых стволов от анизотропии по проницаемости пласта под скважиной и начальной нефтенасыщенной толщины пласта. Дебиты жидкости одноствольной и двуствольной скважин в расчетах задавались одинаковыми. На рис. 6 приведено поле нефтенасыщенности для элемента на 2050 г. при одноствольном и двуствольном исполнении проектной скв. 12 для начальной нефтенасыщенной толщины 24 м и k /kz=4. Из него хорошо видно, что выработка элемента при одной и той же накопленной добыче жидкости выше при двуствольной скважине. Чем меньше отношение k /kr тем выше эффект от бурения двуствольных скважин по сравнению с одноствольнь Это объясняется более острыми гребнями обводнения cкважин, что ускоряет обводнение стволов. Так, при k Jkz=A K1 при 95%-ой обводненности и разработке одноствольной скважиной составит 33,2 %, при двуствольной - 42,3 %, при у жденном k /kz - 42 %.

Таблица 4

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Показатели | кху/кг | | | | Начальная нефтенасыщенная толщина, м | | | |
| 10 | 4 | 1 | 0,25 | 12 | 18 | 24 | 36 |
| КИН: при одном стволе | 38,5 | 33,2 | 29,4 | 28,4 | 13,2 | 24,9 | 33,2 | 43,1 |
| при двух стволах | 46,03 | 42,3 | 38,9 | 37,8 | 24,8 | 36,4 | 42,3 | 48,3 |
| Относительный прирост КИН | 0,20 | 0,27 | 0,32 | 0,33 | 0,88 | 0,46 | 0,27 | 0,12 |

Примечание. При определении КИН в зависимости от начальной нефтенасыщенной толщины пласта кху/кz=4.

Прирост КИН может достигать 10,5 пунктов при равенстве вертикальной и горизонтальной проницаемостей и еще выше при «обратной» анизотропии, когда вертикальная проницаемость кратно выше горизонтальной. Например, при КИН при 95%-ой обводненности при разработке одноствольной скважиной составит 28,4 %, двуствольной - 37,8 %. Такое соотношение проницаемостей может быть при развитии вертикальной трещиноватости пластов. В табл. 4 показан расчетный прирост КИН в зависимости от ани-зотропии пласта, числа стволов скважины и начальной нефтенасыщенной толщины пласта. Важный вывод также заключается в том, что при меньших нефтенасыщенных толщинах относительный прирост КИН при разработке двуствольными ГС значительно выше. При неподтверждении нефтенасыщенных толщин вариант бурения скв. 12 в двуствольном исполнении более актуален.

**Выводы**

1. Анизотропия пласта по проницаемости - один из важнейших параметров, влияющих на эффективность разработки Кравцовского месторождения. Определение ее величины возможно путем тщательной настройки модели по КВД и ИД. Анизотропия изменяется по площади залежи.

2. Эффективность бурения дополнительных стволов зависит от геологического строения в месте их размещения. При принятии решений о бурении дополнительных стволов следует учитывать, что первый ствол уточняет геологическое строение. Методика уточнения структуры путем многократного пересечения горизонтальными стволами кровли залежи на Кравцовском месторождении полностью себя оправдала.

3. Мониторинг разработки морских месторождений с применением ПДГТМ, включающий мониторинг их разбуривания, позволяет существенно повысить эффективность добычи углеводородов и является необходимой составной частью управления процессом разработки.

4. Бурение дополнительных стволов и многоствольных скважин - эффективный способ повышения конечного КИН и технико-экономических показателей разработки. Применение многоствольных скважин позволяет уменьшить негативные последствия неподтверждения нефтенасыщенных толщин краевых, недоразведанных зон.

**Список литературы**

Журнал «Нефтяное хозяйство» № 5, 2006