**Особенности построения гидродинамической модели залежи фундамента месторождения Дракон**

А.В. Плынина, Чан Ле Фыонг

Месторождение Дракон - одно из крупнейших нефтяных месторождений на шельфе Вьетнама разрабатывается СП «Вьетсовпетро». Первый промышленный приток нефти на месторождении получен в 1985 г. На 01.01.06 г. на нем пробурена 21 скважина [1]. Нефть обнаружена в нижнемиоцено-вых, верхнеолигоценовых отложениях, а также в породах фундамента дотретичного возраста. Вскрытая бурением часть разреза фундамента представлена в основном гранитами и диоритами. В разрезе месторождения можно выделить три структурных этажа: докайнозойский фундамент, промежуточный (олигоценовый) и платформенный (миоцен-четвертичный) комплексы. Эти этажи разделены угловыми и стратиграфическими несогласиями. Фундамент включает магматогенные образования мелового, реже юрского и триасового возрастов, промежуточный комплекс -вулканогенно-осадочные породы нижнего и верхнего олигоцена, платформенный комплекс - осадочные породы миоцен-плиоцена и осадки четвертичного возраста.

Породы фундамента обладают значительной петрографической неоднородностью. Граниты серые, светлые, массивные, преимущественно среднезернистые, трещиноватые. Адамеллиты, как породы переходные между гранитами и гранодиаритами, а также между гранитами и кварцевыми монцонитами, как правило, находятся совместно с указанными породами и внешне от них практически не отличаются. Гранодиориты распространены меньше, чем граниты. Породы подверглись воздействию вторичных процессов, которые сформировали в них пустотное пространство и обусловили наличие коллекторов порово-кавернозно-трещинного типа. Средняя их проницаемость по результатам геофизических исследований скважин (ГИС) составила 0,4 мкм2, а по отобранным кернам - менее 0,0001 мкм2. В гранитоидном массиве фундамента коллекторами служат разуплотненные зоны трещинного и каверно-трещинного типов. Преобладают коллекторы трещинного типа, тесно связанные с системой глубинных разломов, сопровождаемых сеткой более мелких оперяющих трещин, микро- и макрокаверн. Неоднородности внутри тела фундамента по данным сейсморазведки трудно отделить от шумов. В результате достоверно определить реальное поле проницаемости в фундаменте невозможно.

Главными из вторичных процессов являются тектоническая деятельность и действие гидротермальных растворов. Тектоническая деятельность выразилась в образовании разрывных нарушений, к которым приурочена повышенная трещиноватость пород. Ширина трещин колеблется от 0,1-0,2 до 20-30 мм, как правило, они частично или полностью залечены. Изучение пустотности показало, что с глубиной пустотное пространство в породах заметно уменьшается. Особенно отчетливо эта тенденция прослеживается на природе гранитов Центрального свода: если до глубины 500 м от кровли фундамента общая площадь трещин, пор и каверн составляет 2,1-2,43 %, то ниже 500 м общая пустотность резко уменьшается до 0,46-0,79 %. Залежь фундамента является основным объектом разработки и представляет собой единую массивную залежь, приуроченную к эрозионно-тектоническому выступу, его северному, западному приподнятому и восточному погруженному блокам. Строение залежи нефти в значительной степени определяется морфологией выступа, разбитого системой дизъюнктивных нарушений преимущественно северо-восточного простирания, неоднородностью внутреннего строения его уплотненной, проницаемой частей и характером нижней ее границы.

Пластовые нефти месторождения Дракон характеризуются широким диапазоном изменения свойств по участкам и продуктивным горизонтам. Пластовые нефти нижнего миоцена и оли-гоцена, а также фундамента относятся к категории средних, верхнего олигоцена и миоцена - к категории тяжелых. Добыча нефти осуществляется с 1996 г. После открытия высокоперспективной залежи нефти в трещиноватых породах фундамента на Юго-Восточном участке он был введен в пробную эксплуатацию. По проекту был рекомендован ввод в эксплуатацию трех участков: Центрального, Юго-Восточного и Восточного. Бурение глубоких скважин ведется с помощью самоподъемных плавучих буровых установок (СПБУ), буровых судов (БС) и морских стационарных платформ (МСП). К настоящему времени на площади Дракон построены две МСП и два буровых комплекса (БК). Нагнетательные скважины располагаются на периферийных участках залежи, образуя приконтурную систему заводнения -нагнетание воды в подошву залежи. Для интенсификации разработки запланировано бурение добывающих скважин с продолжением ствола на 150- 300 м ниже кровли.

Плотность сетки добывающих скважин составляет около 80 га/скв при нерегулярной системе размещения в зоне разбури-вания. Все новые нагнетательные скважины вводятся под закачку с предварительной отработкой на нефть в течение полугода. Предусматривается применение механизированного способа эксплуатации скважин. Принятые для расчета прогнозных технологических показателей балансовые запасы фундамента категорий Cj + С2 составляют приблизительно 35 млн. т. Одной из проблем, возникающих при разработке морского месторождения Дракон, является то, что фонд скважин и плотность их сетки ограничены возможностью МСП. Из рисунка видно, что скважины сосредоточены в районе платформы, а по границам залежи (где с точки зрения нефтеотдачи эффективнее было бы пробурить нагнетательные скважины) скважины вообще отсутствуют.

Соседнее с месторождением Дракон аналогичное месторождение Белый Тигр сходно не только по геологическому строению, но и расположено в той же антиклинальной складке. В течение последних 18 лет из 200 скважин фундамента месторождения Белый Тигр добыто более 120 млн. т нефти. Тем не менее еще не удалось установить значимую связь между фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) трещиноватых гранитов, результатами IT1C или сейсморазведки. Использование данных ГИС для определения ФЕС оказалось неэффективным из-за структуры нефтеносных трещиноватых гранитов. Низкая пористость в сочетании с высокой проницаемостью отдельных трещин привели к тому, что в более 85 % всех скважин нефть поступает по крупным единичным трещинам, зоны, содержащие основные запасы, не охватываются стволами скважин и дренируются через отдельные трещины. Поэтому при определении запасов фундамента Белого Тигра первоначально пользовались методом материального баланса, который впоследствии использовался для «калибровки» объемного метода. При определении фильтрационных характеристик использовались кривые восстановления давления (КВД), усредненные в 100-м интервале.

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Число скважин | Среднее расхождение между фактическими и расчетными данными, %, для поля проницаемости | | |
| монотонной | логнормальной | двойной |
| Все скважины | 1/14 | 2/9 | 0,5/68 |
| 80 % лучших скважин | 1/11 | 1/5 | 0,5/15 |

Примечание. В числителе приведены данные о забойном давлении, в знаменателе - об обводненности.

Для месторождения Дракон был использован аналогичный подход, причем учитывались утвержденные запасы, а также связь между средними значениями проницаемости и пористости. Для поля проницаемости было просчитано три варианта его структуры при сохранении усредненных среднегеометрических значений проницаемости по слоям:

1) монотонное поле проницаемости;

2) поле с логнормальным законом распределения проницаемости;

3) поле с двойной проницаемостью.

При создании первого варианта поля проницаемости фундамента месторождения Дракон принято ее линейное распределение по слоям, аналогичное зависимости изменения проницаемости на месторождении Белый Тигр, но в пределах 0,125-0,023 мкм2.

Второй вариант имеет случайные отклонения проницаемости в ячейках, распределенные по логарифмически нормальному (логнормальному) закону [2], причем среднее значение по слоям такое же, как и в первом варианте, а коэффициент вариации равный 0,5, соответствует эмпирическому распределению, полученному на кернах из фундамента месторождения Белый Тигр.

Третий вариант предполагает использование модели с двойной пустотностью/проницаемостью. Средняя проницаемость трещин равна 0,4 мкм2, а закон изменения ее от слоя к слою линейный. Для матрицы принята средняя проницаемость, равная 0,003 мкм2, закон изменения от слоя к слою тоже линейный. Средняя пористость по объекту составляет 1,4 %, что соответствует пористости, определенной по керну.

При создании на симуляторе Tempest MORE гидродинамической модели фундамента месторождения Дракон был принят размер ячеек, равный 100x100x50 м. Общее число ячеек по осям х- y-z равно 52x56x22, причем нижние четыре слоя представляют подошвенные воды, толщина одного слоя - 200 м. При общепринятом подходе к адаптации модели (ручной подбор) дебит нефти был задан в исходном файле. Корректировку проницае сти, пористости и параметра активности контура питания водили таким образом, чтобы разница между фактическими расчетными данными о забойном давлении и обводненности скважины с 01.06.96 по 01.01.04 г. была минимальна. В таблице представлены результаты адаптации.

Проведенная адаптация показала приемлемость монотонного и логнормально распределенного полей проницаемости, причем на данном этапе изученности залежи некоторое преимущество имеет поле с логнормальным распределением проницаемости.

**Список литературы**

1. Генеральная схема разработки и обустройства месторождения «Дракон». - Вунгтау: СП «Вьетсовпетро», НИПИ «Морнефтегаз». -2005.

2. Вероятность и математическая статистика. Большая Российская энциклопедия/Главный редактор Ю.В. Прохоров.- М.: Российская Академия наук. -1999. -910 с.

Журнал «Нефтяное хозяйство» № 5, 2006