

3. Сергеев В.Л. Интегрированные системы идентификации. –Томск: Изд-во ТПУ, 2011. – 198 с.
4. Хасанов М.М., Карачурин Н.А., Тяжев Е.А. Оценка извлекаемых запасов на основе феноменологических моделей // Вестник инженерного центра ЮКОС. – 2001. – № 2. – С. 3–7.
5. Пантелеев А.В., Летова Т.А. Методы оптимизации в примерах и задачах. – СПб.: Изд-во "Лань", 2015. – 512 с.

МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ИСКУССТВЕННОГО ВОДОНЕФТЯНОГО КОНТАКТА В ЗАЛЕЖИ ФУНДАМЕНТА МЕСТОРОЖДЕНИЯ БЕЛЫЙ ТИГР

Фан Куок Хань

Научный руководитель профессор Ю.В. Савиных

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Трещиноватые коллекторы в гранитоидных породах – новый тип коллектора, который значительно отличается от коллекторов в карбонатных или терригенных породах. Для текущего и перспективного планирования добычи нефти нужно определить поле фильтрации закачиваемой воды и положение искусственного водонефтяного контакта в залеже.

Методы определения водонефтяного контакта (ВНК) и газонефтяного контакта (ГНК) в терригенных и карбонатных коллекторах достаточно изучены. К ним в первую очередь относятся работы Р.А. Резванова, Б.Ю. Вендельштейна, М.А. Токарева, В.П. Савченко, Д. Роччи и др.

Залежь в кавернотрещиноватом гранитоидном фундаменте мезозойского эры месторождения Белый Тигр является уникальной по геологическому строению, запасам и термодинамическим условиям залегания нефти. Месторождение было открыто в 1975 году и введено в разработку в 1986 году. В начале 1993 г. приступили к закачке воды в пласты для поддержания пластового давления выше давления насыщения, однако через три года произошло обводнение продукции некоторых скважин. Поэтому методы определения искусственного водонефтяного контакта (ИВНК) начали широко применять с 1997 г. До настоящего времени, в СП Вьетсовпетро положение ИВНК в залежи фундамента месторождения «Белый Тигр» определялось следующими методами:

- Традиционные методы или эксплуатационный каротаж (Production Logging Test, PLT), который широко применяемый с 1997 г.;

- Метод забойных давлений, который начал применяться с 2004 г.

- Метод термогидродинамической визуализации (ТГДВ), основанный на положении текущего искусственного водонефтяного контакта соседних скважин.

При определении положения ИВНК в залежи фундамента в СП Вьетсовпетро в основном использованы методы традиционного и забойных давлений, а метод ТГДВ – дополнительным.

Определение ИВНК традиционными методами

Эксплуатационный каротаж – один из традиционных методов определения контакта нефть-вода в нефтяных коллекторах, является основным для залежей фундамента месторождения «Белый Тигр». Этот метод даёт достоверный результат по определенной группе обводнившихся скважин. И так, результаты обработки эксплуатационного каротажа характеризуют только условное положение ВНК. К настоящему времени этим методом проведёно примерно 150 исследований, но они не дали однозначного ответа о положении ВНК.

В скв. 1404 обводнение началось с апреля 1997 г, самая нижняя точка притока соответствует абсолютной глубине 3574 м. Если предположить, что уровень контакта нефть-вода поднялся до 3574 м, то расчетная скорость его подъема по этому методу равна 12 м/мес. Аналогично, в скв. 1415 и 1407 скорости подъема контакта нефть-вода составляют 8,6 и 6 м/мес соответственно. И так, средняя скорость подъема воды составляет примерно 8 м/мес (96 м/год), что не совпадает с историей разработки залежи.

По методу PLT на 01.01.2009 г. среднее условное положение ВНК на Центральном блоке фундамента находится на глубине 3350 м. [1].

В целом в нефтеносном трещиноватом гранитоиде отмечаются самые неожиданные гипсометрические отметки появления воды, а темпы обводнения скважин чрезвычайно разнообразны. Это не позволяет даже качественно использовать традиционные подходы к определению положения ИВНК. В связи с этим в 2004 г. принято решение определить положение ВНК по забойным давлениям в добывающих и нагнетательных скважинах.

Определение ИВНК методом забойных давлений

Метод забойных давлений для определения контакта нефть-вода, предполагает наличие постоянного градиента давлений между соседней нагнетательной и добывающей скважиной вдоль прямой линии, соединяющей их забои.

На рисунке 1 приведена схема расположения ВНК, рассчитанного по забойным давлениям и методом термогидродинамической визуализации трещин на 01.06.2004 и 01.06.2006 г. Из рисунка 1 видно, что из восьми определений уровня ВНК методом измерения забойных давлений, семь находятся в диапазоне 3430-3540 м с некоторым понижением уровня контакта нефть-вода с севера на юг, только в скв. 1442 положение контакта нефть-вода оказалось ниже на 200 м (на глубине 3740 м).

По проведенному в 2014 г. исследованию, средняя скорость подъема ИВНК по залежи фундамента составила примерно 70 м/год. На рисунке 1 показаны предполагаемые уровни ИВНК на 01.06.2006 и 01.01.2009 г. и, которые явно противоречат фактическому состоянию разработки и обводненности продукции залежи.

Можно сказать, что определение положения контакта нефть-вода по методу PLT также, как и по забойным давлениям в добывающих и нагнетательных скважинах, не смогли ответить на вопрос о реальном положении ИВНК.



Рис. 1. Схема положения ИВНК, определенные по методу забойных давлений и ТГДВ

Определение ИВНК методом забойных давлений

Метод забойных давлений для определения контакта нефть-вода, предполагает наличие постоянного градиента давлений между соседней нагнетательной и добывающей скважиной вдоль прямой линии, соединяющей их забои.

На рисунке 1 приведена схема расположения ВНК, рассчитанного по забойным давлениям и методом термогидродинамической визуализации трещин на 01.06.2004 и 01.06.2006 г. Из рисунка 1 видно, что из восьми определений уровня ВНК методом измерения забойных давлений, семь находятся в диапазоне 3430-3540 м с некоторым понижением уровня контакта нефть-вода с севера на юг, только в скв. 1442 положение контакта нефть-вода оказалось ниже на 200 м (на глубине 3740 м).

По проведенному в 2014 г. исследованию, средняя скорость подъема ИВНК по залежи фундамента составила примерно 70 м/год. На рисунке 1 показаны предполагаемые уровни ИВНК на 01.06.2006 и 01.01.2009 г. и, которые явно противоречат фактическому состоянию разработки и обводненности продукции залежи.

Можно сказать, что определение положения контакта нефть-вода по методу PLT также, как и по забойным давлениям в добывающих и нагнетательных скважинах, не смогли ответить на вопрос о реальном положении ИВНК.

Определение ИВНК методом термогидродинамической визуализации (ТГДВ) трещин.

Метод термогидродинамической визуализации трещин можно представить, как новый подход к определению положения ИВНК для месторождения «Белый Тигр» [2]. Средняя скорость подъема ИВНК, рассчитанная по этому методу, составляет 3 м/мес (35 м/год). На 01.01.2009 г. среднее положение искусственного ВНК на Центральном блоке фундамента находится на глубине 3500-3520 м. Результаты расчета по ТГДВ показаны на рис. 2.



Рис. 2. Схематические местоположения ИВНК в залежи фундаменте месторождения «Белый тигр», определенные по методу ТГДВ

Оценка уровня искусственного водонефтяного контакта по методу термогидродинамической визуализации трещин соответствует фактическому состоянию разработки месторождения «Белый Тигр». Однако такая оценка выполнена на основе результатов обработки исследований всего лишь 10 скважин, поэтому результат считается предварительным. И так, по этому методу уточнение положения ИВНК может осуществиться только после обработки большинства добывающих скважин в залежи.

Таким образом, эксплуатационный каротаж позволяет уверенно выделять обводненные интервалы, но полученные отметки не соответствуют реальным уровням искусственного водонефтяного контакта в залежи фундамента месторождения Белый Тигр. Метод забойных давлений слишком упрощает схему гидродинамических связей скважин, что приводит к несоответствию расчётных и реальных уровней искусственного

контакта нефть-вода. Построение ИВНК на основе метода термогидродинамической визуализации трещин позволяет получить более реальную оценку положения контакта нефть-вода и лучше других методов объясняет невысокую обводненность залежи в целом.

Литература

1. Вершовский В.Г. Анализ текущего состояния разработки месторождения Белый Тигр и Дракон / В.Г. Вершовский, М.Т. Ле // Отчет о научно-исследовательской работе СП «Вьетсовпетро». – 2009. - 155 с.
2. Горшенев В.С. Новый подход к определению положения искусственного водонефтяного контакта в нефтеносных гранитах / В.С. Горшенев, В.Ф. Штырлин, А.В. Фомкин, В.В. Плынин // Нефтяное хозяйство. - 2006. - № 6. - С. 44 - 46.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВОДОНЕФТЯНОГО КОНТАКТА В ЗАЛЕЖИ ФУНДАМЕНТА МЕСТОРОЖДЕНИЯ БЕЛЫЙ ТИГР

Фан Куок Хань

Научный руководитель профессор Ю.В. Савиных

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Постановка задачи

Нефтяные залежи часто имеют куполообразную форму, в которой вода содержится в нижней, а газовая шапка в верхней части пласта. Поверхность раздела между флюидами по результатам исследования считается плоской [1].

Задача определения газонефтяного контакта (ГНК) и водонефтяного контакта (ВНК) по измерению пластовых давлений в газовой шапке, в зоне, содержащей нефть и в области подошвенной воды уже давно известна [1]. Ниже мы покажем улучшенный метод для определения ВНК и его применение в гидродинамических условиях, когда нефть вытесняется водой.

Связь гидростатического и гидродинамического давлений

Перемещение любого фазового флюида в залежи подчиняется линейному закону [2]:

$$V = (k/\mu) \nabla P \tag{1}$$

где V - скорость фильтрации, k - проницаемость, μ - вязкость флюида, ∇P – градиент давления. Во время проведения исследования посуточно закачивали в фундамент 54000 м³ воды. В пластовых условиях, закачанная вода расширяется и её объем будет равен 57660 м³. Площадь Центрального блока фундамента 46,5 км². И так, средняя скорость фильтрации по вертикале равна 1,24 мм/сут. Средняя вязкость нефти равна 4,2·10⁻⁴ Па·с.

Проницаемость пород значительно изменяется по площади и глубине залежи. Нижняя часть пласта и удаленная от Центрального блока зона характеризуются низким значением коэффициента проницаемости, несколько мД; в верхней части пласта проницаемость пород может достигать сотни мД.

Расчёт перепада гидродинамического давления на каждые 100 м показывает, что проницаемость пород k равны 1, 10 и 100 мД, перепады давления ΔP будут равны 6,03; 0,603; 0,060 кг/см² соответственно. Перепад гидростатического давления нефти на каждые 100 м постоянно равен 6,43 кг/см². В результате перепад гидродинамического давления равен перепаду гидростатического давления в случае $k = 1$ мД, в 10 раз меньше, если $k = 10$ и в 100 раз меньше, если $k = 100$ мД.

При $k > 100$ мД, перепад гидродинамического давления незначителен и при проведении расчётов можно им пренебречь.

Если $k < 100$ мД, нельзя пренебречь перепадом гидродинамического давления при проведении расчётов.

Если $k < 10$ мД, перепад гидродинамического давления значителен, нужно его подробно рассматривать в расчёте.

Если $k < 1$ мД, перепад гидродинамического давления больше перепада гидростатического давления, поэтому обобщенная методика для расчёта перепада гидростатического давления для определения водонефтяного контакта в гидродинамических условиях разработки залежи затрудняется.

Определение положения статического равновесия ВНК в залежи массивного типа по данным забойных давлений

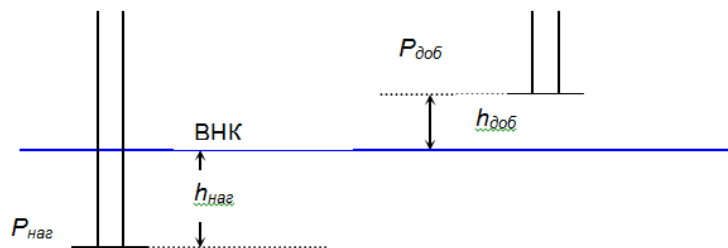


Рис. Схема расположения скважин и водонефтяного контакта