

ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА ДОЛГОСРОЧНОГО ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ВОДОНЕФТЯНОГО ФАКТОРА ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ МАКСИМАЛЬНО ВОЗМОЖНОГО РАСЧЁТНОГО ОБЪЁМА ДОБЫЧИ НЕФТИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ «ЧЁРНЫЙ ДРАКОН», ВЬЕТНАМ

Л.В.Тунг

Научный руководитель – профессор Ю.В. Савиных

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Долгосрочный прогноз водонефтяного фактора (WOR) представляет собой метод прогнозирования обводнения, предназначенный для прогнозирования и определения расчетного максимально возможного объема добычи нефти (EUR). Прогноз WOR представляет собой эмпирический метод анализа, который не имеет уравнения описания модели. WOR и WOR+1 используются для прогнозирования и полулогарифмических диаграмм WOR по оси y, накопленная добыча нефти расположена на оси x [4].

$$WOR = \frac{q_w}{q_n}; \quad WOR+1 = \frac{q_w + q_n}{q_n}; \quad \text{Содержание воды} = \frac{WOR}{WOR+1},$$

где: q_w – дебит воды к моменту времени t ; q_n – дебит нефти к моменту времени t ; WOR+1 – Отношение сумма дебита нефти и воды к дебиту нефти во времени.

Прогноз WOR в сочетании с дебитом (традиционные методы кривой падения) могут повысить надежность прогнозирования.

В гармонических или экспоненциальных кривых падения добычи, наклон зависит от тенденции дебита и водонефтяного фактора. Зависимость наклона может использоваться для сопоставления исторических данных по тенденциям дебитам и WOR. Экспоненциальная кривая падения анализируется на полулогарифмическом графике (рис.1) WOR и WOR+1 со временем, и гармоническая кривая падения анализируются на полулогарифмическом графике с накопленной добычей нефти. На следующем графике (рис.2) показан наклон, зависящий от дебита нефти и WOR+1, тогда как общий дебит (нефти и воды) постоянный [4].

WOR и WOR+1 часто взаимозаменяемы. Преимущество WOR+1 заключается в том, что в некоторых случаях дебит воды равен нулю, но он все равно может быть показан на графике. WOR является линейным, когда дебит воды является постоянным, а WOR+1 является линейным, когда общий дебит постоянный. Для составления прогнозов необходимо определить линию тренда на графике WOR и WOR+1, а наибольшее значение WOR или WOR+1 используется для завершения прогноза.

Прогноз WOR обеспечит наиболее выгодные результаты в водных режимах или обводненных месторождениях (случай на графике рис 2 - это высокий расход воды) [2] [4].

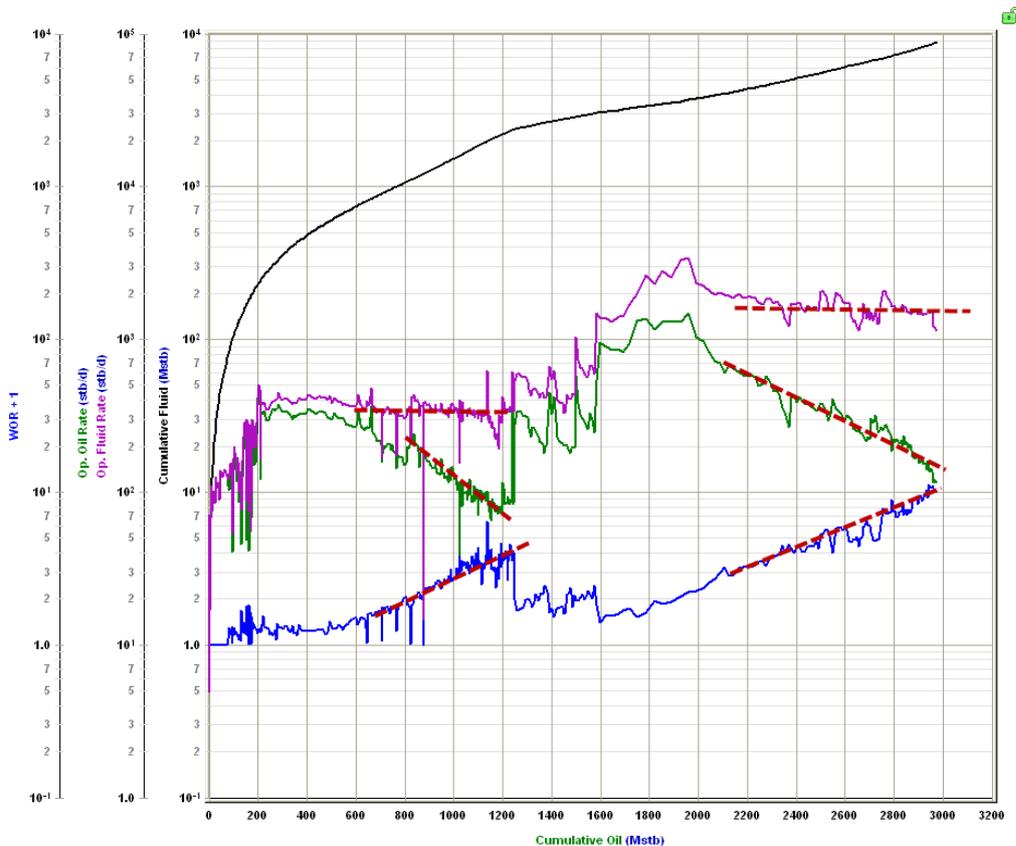


Рис. 1 Полулогарифмическая диаграмма WOR и WOR+1, используемые для прогнозирования

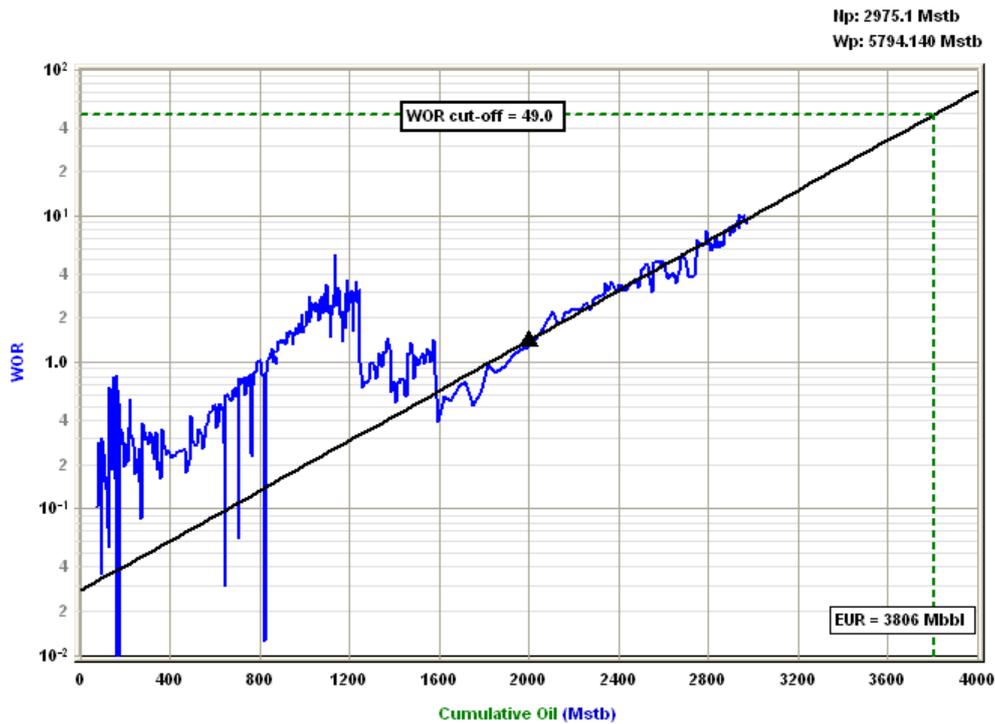


Рис. 2 График прогноза обводненности

Прогноз обводненности показывает эффект обводнения на EUR. Фактически, с обводненностью 98% экономическая эффективность скважины очень низкая. В рамках статьи, прогноз для скважин Н1, Н2, Н3 месторождения «Чёрный Дракон» во время обводнения 98% [1].

Данные для прогнозирования включают количество добытой воды и нефти из скважины (нефть и воды в процессе разработки). Рассчитано в баррелях /сутки.

На основе фактических данных вычисляется соотношение воды и нефти и накопленной добычи нефти. Далее производится построение полулогарифмического графика WOR с накопленной добычей нефти.

Из линии WOR прогнозируется соотношение вода-нефть путем определения наклона фактической линии WOR [3].

$$tg\alpha = \frac{\log(49) - \log(WOR_1)}{Q(EUR) - Q_1}$$

Затем вычисляется накопленная добыча нефти в точке отделения воды [3]. Точка начала прогнозирования: WOR = 3.3056 и накопленная добыча нефти: 660764 баррелей.

На графике (рис.3) показано, что в точке отделения EUR составлял 774317 баррелей. То есть, если скважина Н1 введена в эксплуатацию до отделения воды WOR составлял 49, а дополнительная добыча нефти: 774317 – 660764 = 113553 баррелей.

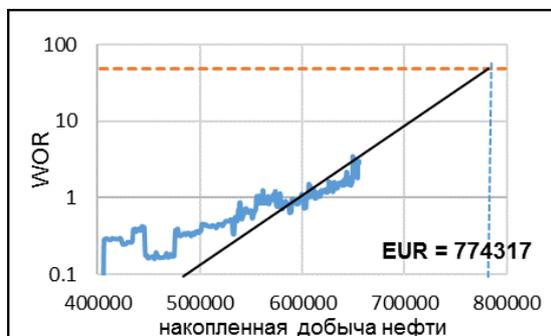


Рис. 3 Полулогарифмическая диаграмма прогнозирования скважин Н1

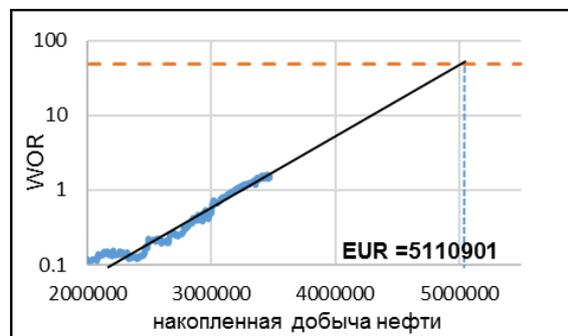


Рис. 4 Полулогарифмическая диаграмма прогнозирования скважин Н2

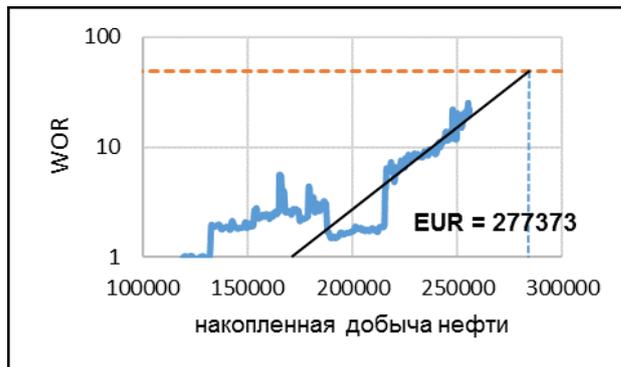


Рис. 5 Полулогарифмическая диаграмма прогнозирования скважин Н3

Точка начала прогнозирования: $WOR = 21.6081$;

Накопленная добыча нефти: 255655 баррелей.

Согласно графику, в точке отделения EUR составлял 277373 баррелей. То есть, если скважина Н1 введена в эксплуатацию до отделения воды WOR составлял 49, то дополнительная добыча нефти: 21718 баррелей.

По результатам прогноза можно увидеть: скважина Н3 является самым обводнением, и конечная накопленная добыча нефти составила 0,277 мил баррелей (самый низкий). Конечная накопленная добыча нефти скважины Н2 является самым большим. Это соответствует предыдущим прогнозам [1].

Литература

1. Годовой отчет добычи. Совместная операционная компания Кыулонг, Вьетнам, 2016. – 152 с.
2. Майкл Голан и Кертис Х. Уитсон. Описание скважин. – Норвежский университет естественных и технических наук, 1996. – 282 с.
3. Оливье Хоузе, Дидье Витурат. Динамический анализ данных. – Каппа, 2010. 537 с.
4. Труонг Тхи Минь Ханг. Анализ данных добычи в месторождении «Черного Лева». – Политехнический университет Хошимина, Вьетнам, 2010. 124 с.

ОСНОВОПОЛАГАЮЩИЕ ПРИНЦИПЫ ПРОВЕДЕНИЯ КИСЛОТНЫХ ОБРАБОТОК В НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ ГЛИНИЗИРОВАННЫХ ТЕРРИГЕННЫХ КОЛЛЕКТОРАХ

Д.Р. Лучкина

Научный руководитель – ассистент Д.Г. Подопригора

Санкт-Петербургский горный университет, г. Санкт-Петербург, Россия

В настоящее время большая часть крупных нефтяных месторождений России находится на поздних стадиях разработки, в результате чего снижается доля извлекаемых запасов нефти, приуроченных к залежам с хорошими фильтрационно-емкостными свойствами. В таких условиях большую роль играет вовлечение в активную разработку трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ) нефти. По данным работы [6] доля ТРИЗ нефти в России составляют 67% от разведанных запасов, 13% которых приходится на высоковязкие нефти, а 38 % на нефти, приуроченные к низкопроницаемым коллекторам [3, 6].

В процессе разработки определяющим фактором является состояние призабойной зоны пласта (ПЗП). Одной из главных причин снижения продуктивности скважин является ухудшение фильтрационно-емкостных характеристик пород в ПЗП. Это может быть вызвано первичным и вторичным вскрытиями пласта, глушением скважин в процессе ремонтных работ (которые могут приводить к кольматации пород ПЗП в результате проникновения фильтрующего агента, твердых частиц бурового раствора и т.д.), выпадением асфальтосмолопарафиновых отложений, солей и т.д. Таким образом, ввиду роста доли ТРИЗ нефти, относящихся к низкопроницаемым сложнопостроенным коллекторам, а также техногенного воздействия в процессе ввода данных объектов в разработку, вопрос кислотного воздействия на ПЗП становится все более актуальным [6, 7].

В горных породах глинистые минералы служат цементирующим материалом, а также содержатся в виде глинистых прослоев [7].

Глинистые минералы выделяют в группы по минералогическому составу: монтмориллонито-бейделлитовая (монтмориллонит, бейделлит, нонтронит, веркмикулит, гекторит, сапонит), гидрослюдисто-иллитовая (мусковит, глауконит), каолинитовая (каолинит, галлуазит, диксит, накрит), хлоритовая (шамозит) [6, 8].

Наиболее распространенными методами кислотного воздействия, для улучшения фильтрационных характеристик призабойной зоны используемых в терригенных коллекторах, являются солянокислотные, глинокислотные и двухрастворные обработки (первоначально задавливают в пласт соляную кислоту для удаления карбонатных частиц, а затем глинокислоту для растворения силикатосодержащих минералов) [7].