

«УТВЕРЖДАЮ»



Генеральный директор
ЗАО «Печоранефтегаз»

Крапивин П. Г.

2012 г.

Заключение на результаты работ по договору № ГДИ-2011/8

на тему «Обработка данных эксплуатации и исследований скважин на Сотчемьюском месторождении ЗАО «Печоранефтегаз» с целью оптимизации работы скважины на основе ревизии архивных материалов за период от начала исследований до 23 ноября 2011 года». Авторы: Боганик В.Н., Медведев Н.А., Пестрикова Н.А.

1. В отчете представлены результаты стандартной обработки гидродинамических исследований по 27 скважинам. Следует согласиться с авторами отчета в том, что стандартная обработка данных ГДИС (КВД, КВУ, ИД, ИПТ) необходима на разведочных скважинах, так как другие данные отсутствуют. В то же время, при наличии данных эксплуатации следует отдавать предпочтение данным эксплуатации с использованием предложенного авторами отчета метода «переменной депрессии». Этим методом обработаны данные ГДИС и эксплуатации по 27 скважинам.

2. Следует принять рекомендации авторов отчета по использованию при обработке участков «спокойной» («невозбужденной») работы скважины, соответствующие «нормальному» режиму эксплуатации объекта.

3. В отчете применена широко распространенная методика оценки забойного давления в процессе эксплуатации, как при фонтанировании, так и при механизированной добыче. Для этого используются данные затрубного манометра, динамического уровня, обводнённости, а также зависимости забойного давления от дебита.

4. Для определения текущего в процессе эксплуатации пластового давления авторами использована оригинальная методика. Расчет пластового давления ведется по дебиту и забойному давлению при выполнении трех условий: 1- логарифм продуктивности линейно зависит от депрессии; 2- в процессе эксплуатации пластовое давление меняется плавно; в процессе эксплуатации скин-фактор меняется плавно. На Сотчемьюском месторождении для изучаемых пластов эти условия выполняются.

5. Для повышения достоверности определения пластового давления следует принять рекомендации авторов отчета по обеспечению замеров дебитов и забойного давления при

депрессии меньшей оптимальной на 10 и 20 %. Эти замеры можно выполнять раз в полгода. Перед замером следует выдержать режим работы скважины постоянным примерно в течение 2-3 дней.

6. Необходимо принять рекомендации авторов отчета по установке депрессии в добывающих скважинах не более оптимальной депрессии. Последние даны в отчете вместе с другими характеристиками, которые используются при подсчете запасов и проектировании разработки месторождения. Установка депрессии не больше оптимальной уменьшит вероятность прорыва подошвенных вод.

7. Для новых скважин при отсутствии сведений об оптимальной депрессии по данным интерпретации возможно в процессе освоения замерять дебит при изменении дебита (или забойного давления) на $\pm 10\%$. По трем тщательно проведенным замерам дебита и забойного давления можно определить оптимальную депрессию. Можно принять и технологию грубой оценки направления поиска оптимальной депрессии. Если увеличение мощности насоса приводит к увеличению дебита, то оптимальная депрессия больше текущей. И наоборот, если при увеличении мощности насоса дебит падает, то оптимальная депрессия меньше текущей.

8. Следует согласиться с авторами отчета в том, что при подсчете запасов, проектировании разработки месторождения, калибровке данных ГИС целесообразно использовать полученные методом переменной депрессии значения 9 параметров (1)-(9) и двух зависимостей (10), (11):

- (1) - потенциальная продуктивность (η_0);
- (2) - гидропроводность (ϵ);
- (3) - проницаемость ($k_{пр}$);
- (4) - максимальный дебит (оптимальный $Q_{опт}$ при $\Delta P_{опт}$);
- (5) - оптимальная депрессия ($\Delta P_{опт}$) для обеспечения максимального дебита;
- (6) - нормальная продуктивность (при максимальном дебите, то есть при $\Delta P_{опт}$);
- (7) - скин-фактор кольматации ($S_{кол}$);
- (8) - скин-фактор сжатия ($S_{сж}$);
- (9) - пластовое давление ($P_{пл}$);
- (10) - линия нормальной продуктивности, то есть зависимость продуктивности (η) от депрессии (ΔP);
- (11) - линия нормального дебита, то есть зависимость дебита от депрессии.

Параметры 1-9 являются конкретными численными значениями, характеризующими состояние объекта после его освоения в наиболее продуктивный период эксплуатации.

Зависимости 10 и 11 характеризуют изменение от депрессии соответственно продуктивности и дебита. Эти данные являются вспомогательными для определения параметров 1-8. Начальное пластовое давление оценивается по результатам стандартной обработки, а текущее пластовое определяется по оригинальной методике с использованием забойного давления и дебита. Весьма своевременным является введение двух новых параметров: скин-фактора кольматации и скин-фактора сжатия. Численные значения этих скин-факторов приведены в отчете. Скин-факторы определяются по данным эксплуатации, имеют прозрачный физический смысл, должны быть использованы при подсчете запасов и, обязательно, при проектировании разработки.

9. Не исключено, что для контроля за разработкой Сотчемьюского месторождения накопленные результаты эксплуатации следует обрабатывать методом переменной депрессии не реже 1 раза в 3 года.

10. Авторы отчета дали сравнительную оценку эффективности разных видов геолого-технологических мероприятий (ГТМ) и выявлены основные причины снижения дебита. Основная причина снижения ГТМ связана с отсутствием сведений об оптимальной депрессии, а также об изменении пластового давления во времени.

11. Известные причины быстрой обводненности за счет первоначальной и добавленной в процессе разработки трещиноватости карбонатных коллекторов доведены до количественных характеристик, речь идет об оптимальной депрессии. Рекомендация авторов по минимизации депрессии в процессе освоения пластов в скважине должна быть принята при бурении новых скважин (в том числе новых боковых стволов).

12. Отчет по качеству выполненных работ, по полноте представленных результатов и по практической полезности заслуживает хорошую оценку.

**Заместитель генерального директора
ЗАО «Печоранефтегаз»
По разработке и геологии**



Гаврилов В. В.

**Начальник отдела разработки и геологии
ЗАО «Печоранефтегаз»**



Шохин В. М.