

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ОБВОДНЕНИЯ ФОНДА ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН НА КРУПНЫХ ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

*А.И. Пономарев (ООО «Газпром добыча Уренгой»),
А.И. Шаяхметов (Уфимский государственный нефтяной
технический университет)*

Схематизация сеноманской залежи Ямбургского месторождения

Ямбургское нефтегазоконденсатное месторождение приурочено к крупному Ямбургскому мегавалу, в пределах которого выделяются Ямбургское куполовидное поднятие и харвутинский вал. Месторождение имеет вытянутую форму и обладает в своей структуре двумя локальными поднятиями – Ямбургским и Анерьяхским [1].

Для дальнейшего исследования была выбрана Ямбургская площадь.

В рамках рассматриваемого подхода можно предложить две упрощенные схемы залежи (рис. 1).

Центральный купол может быть представлен как:

- полосообразный пласт шириной 53,4 км и длиной 41,8 км. Пластовая вода движется от контура питания к галереям скважин, причем расстояние от центра пласта до контуров питания равно 20,9 км;
- круговой пласт с радиусом 28,1 км, внедрение воды происходит радиально к круговым батареям скважин.

При выборе размеров было учтено, что площадь и поровый объем предложенных полосообразного и кругового пластов равны и максимально приближены к настоящим параметрам Ямбургской площади.

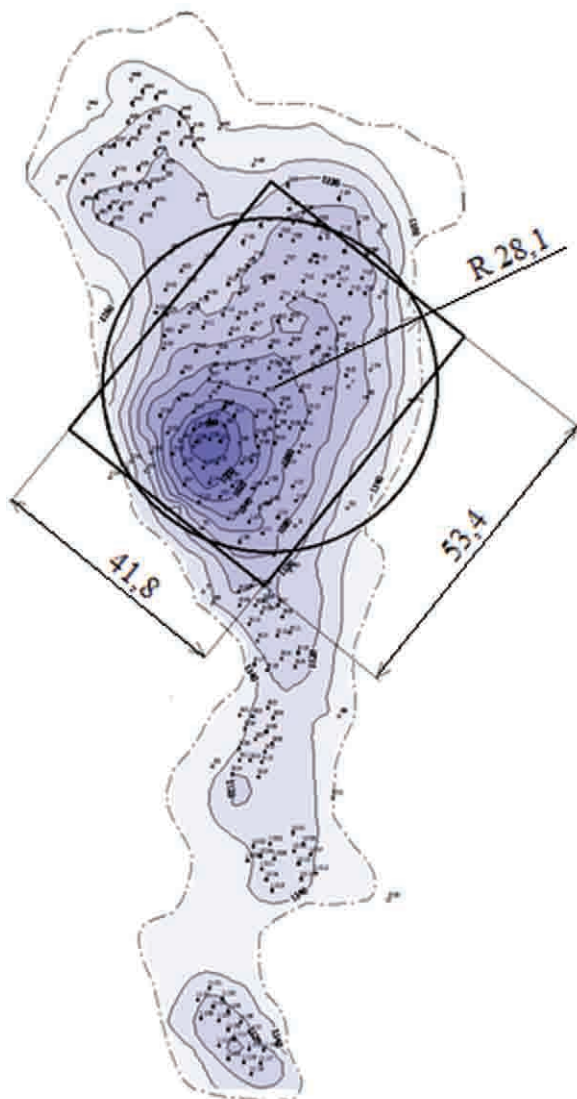


Рис. 1. Схема Ямбургского месторождения

Построение слоистой модели сеноманской залежи Ямбургского месторождения

В большинстве известных аналитических методик гидродинамических расчетов показателей разработки неоднородных залежей углеводородов при водонапорном режиме [2, 3] наиболее полно учитываются характер и степень изменчивости только основных параметров пласта. К числу таких параметров в первую очередь относится проницаемость, так как замена спектра проницаемости в расчетах ее средним значением приводит к наибольшим погрешностям при определении закономерностей обводнения залежи по сравнению с осреднением пористости и толщиной пласта. Поэтому в качестве базовой модели обычно рассматривается детерминированная или вероятностная схема неоднородного по проницаемости пласта с некоторыми средними значениями эффективной толщины, пористости, начальной насыщенности и т.д. [3].

Рассмотрим внедрение воды в полосообразный газоносный пласт, представленный совокупностью пропластков различной проницаемости (при этом значение проницаемости изменяется от определенного минимального значения до максимального), которые прослеживаются на значительных расстояниях [2]. Будем считать, что изменчивость проницаемости пропластков по объему залежи пластового типа описывается логарифмически-нормальной функцией распределения $F(x)$ [4]:

$$F(x) = \frac{1}{2} \left[1 + \operatorname{erf} \left(\frac{\ln x - \ln \varepsilon}{\sqrt{2\sigma}} \right) \right], \quad (1)$$

где σ – среднее квадратичное отклонение; ε – математическое ожидание; x – отношение проницаемости пропластка к средней проницаемости пласта.

Правомерность построения слоистой модели сеноманской залежи Ямбургского месторождения с наличием газодинамической связи между прослоями в газоносной области подтверждается данными ее геологического строения и эксплуатации.

Теоретический расчет внедрения воды в пласт в области Ямбургской площади

Слоистая модель Ямбургской площади была приведена в соответствии с особенностями геологического строения (рис. 2), конфигурации границ залежи и преобладающих геометрий фильтрационных потоков, расположения на площади газонасыщенности зоны разбуривания добывающих скважин и т.д. [1].

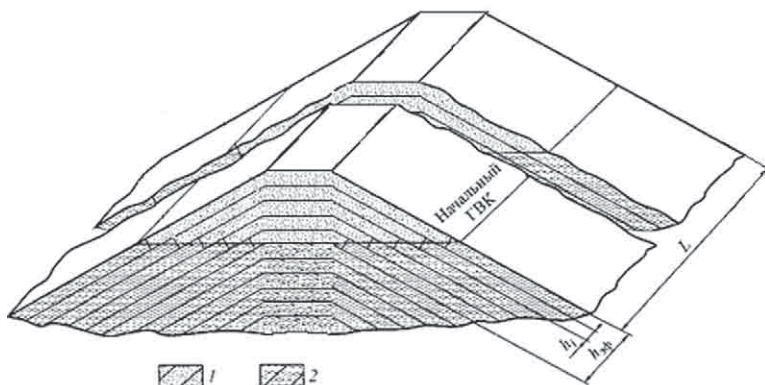


Рис. 2. Слоистая модель сеноманской залежи Ямбургского месторождения:
1 – газонасыщенный коллектор; 2 – водонасыщенный коллектор

Теперь определим, какое количество воды внедрится в пласт и как будет меняться средневзвешенное по газонасыщенному объему пласта давление за первые 13 лет разработки месторождения для трех различных вариантов расположения пропластков относительно друг друга:

- пропластки расположены в порядке возрастания их проницаемости от подошвы к кровле пласта;
- пропластки расположены в случайном порядке;
- пропластки расположены в порядке убывания их проницаемости от подошвы к кровле пласта.

При этом для каждого отдельного варианта рассмотрим случаи схематизации купола в виде кругового и полоsoобразного пластов с наличием газодинамической связи между прослоями в газонасыщенной области и ее отсутствием. Поскольку имеются фактические данные обводнения пласта [1], появляется возможность

определить, какая из предложенных схем ближе к действительной геометрии залежи.

Расчеты проведены в программе Turbo Pascal. Полученные результаты показывают, что геометрия Ямбургской площади более приближена к круговому пласту радиусом 28,1 км с расположением пропластков в порядке убывания их проницаемости от подошвы к кровле пласта.

Для рассматриваемой геометрической схемы залежи результаты расчетов вариантов с наличием и отсутствием газодинамической связи между прослоями в области текущей газоносности были осреднены. Результаты расчетов обводнения залежи приведены на рис. 3.

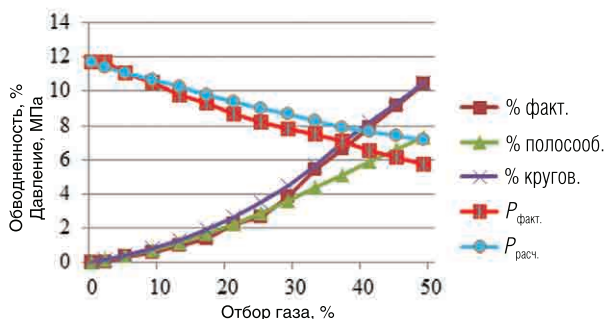


Рис. 3. Графики зависимостей $\tau_{кр}(t)$, $\tau_n(t)$, $\tau_{дейст}(t)$, $P_{\text{факт}}$ и $P_{\text{расч}}$ с осредненными значениями

Расчет обводнения фонда добывающих скважин

Как только геометрические характеристики и схема залежи выбраны, можно перейти к задаче прогноза обводнения фонда добывающих скважин.

Используя полученные в предыдущих частях данные, составим карту перемещения газовой контактной поверхности для геометрических форм Ямбургской площади, приближенных к круговому пласту радиусом 28,1 км с расположением пропластков в порядке убывания их проницаемости от подошвы к кровле пласта. Результаты расчетов изображены на рис. 4.

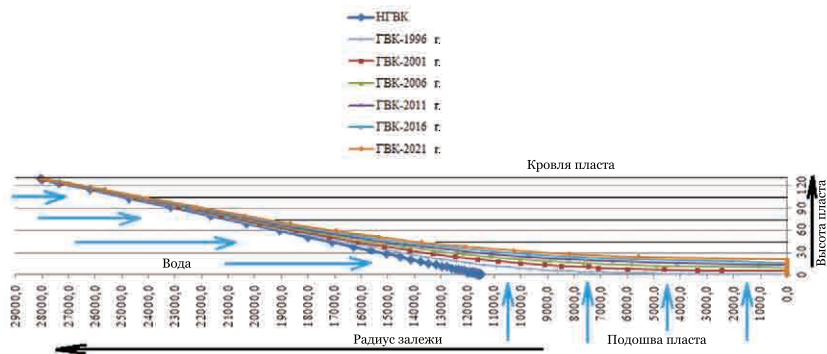


Рис. 4. Динамика подъема ГВК по годам разработки для круговой формы залежи

На карте разработки условно выделим пять круговых батарей скважин, изображенных на рис. 5, с радиусами, соответственно, 9, 7, 5, 3 и 1 км.

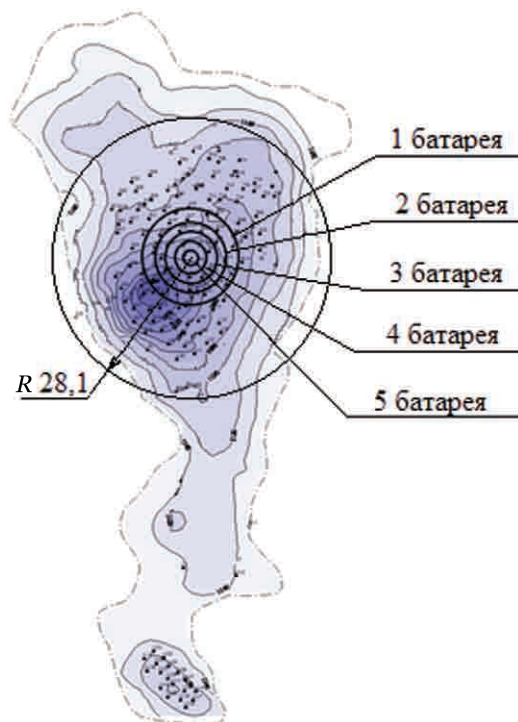


Рис. 5. Условно выбранные батареи Ямбургской площади

По данным, полученным на Ямбургской площади на 01.01.2001 г., расположено 707 добывающих скважин [1]. При равномерном распределении их в зоне разбуривания получаем, что на батарею радиусом 9 км приходится 259 скважин, 7 км – 196 скважин, 5 км – 140 скважин, 3 км – 84 скважин, 1 км – 28 скважин.

Результаты расчета для всей Ямбургской площади для определенных интервалов времени приведены на рис. 6. Их сравнение с проектными данными обводнения скважин по районам установок комплексной подготовки газа, полученными ДОО «Газпромгеофизика» на геолого-математической модели сеноманской залежи Ямбургского месторождения, указывает на то, что число обводненных газовых скважин в долях от их общей численности по проекту значительно ниже рассчитанных по рассматриваемой методике.

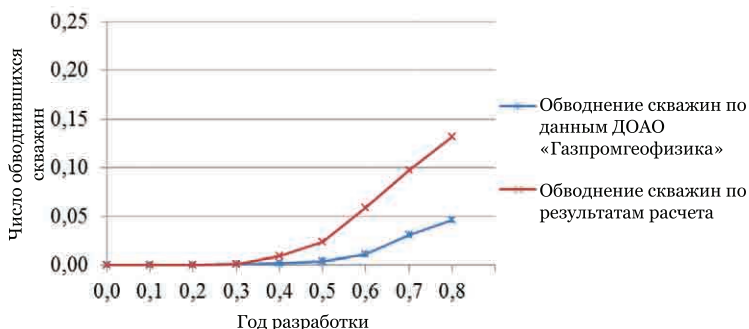


Рис. 6. Зависимость обводненного фонда скважин $N_{обв}$ от извлеченных запасов газа $Q_{доб}$ сеноманской залежи Ямбургского месторождения

Прогнозирование обводнения фонда добывающих скважин на месторождении Медвежье

В конце 1970-х гг. А.И. Пономаревым было проведено исследование по оценке влияния упруговодонапорного режима на разработку месторождения Медвежье исходя из того, что обводнение залежи и скважин определяется послышной неоднородностью коллектора и носит избирательный характер [5].

Для прогноза обводнения фонда добывающих скважин была построена слоистая модель сеноманской залежи месторождения Медвежье с наличием газодинамической связи между прослоями

в газоносной области (аналогично приведенной на рис. 2). Правомерность принятия такой модели подтверждается ее геологическим строением и промысловыми данными. Продуктивные отложения в основном представлены переслаивающимися пропластками песчаников, алевролитов, аргиллитов, а залежь классифицируется как массивная с элементами пластово-массивного строения. Методика учитывает размещение зоны разбуривания относительно площади газоносности, вероятность вскрытия пропластков интервалами перфорации скважин. По мере обводнения выделенных пропластков и по достижении газовой контактной зоны размещения скважин формируются группы скважин с тем или иным количеством обводненных перфорированных интервалов. По этим группам скважин для текущего пластового давления осуществляется пересчет продуктивности и их производительности по газу и воде. Далее для типовой конструкции скважин (диаметра и глубины подвески лифтовых труб) определяются условия выноса воды из скважин. При этом скорость восходящего потока газа сравнивается с условиями реверса жидкой пленки и осаждения диспергированной в ядре газожидкостного потока жидкости [6]. Более детально данная методика описана в монографии [3].

Проведенные по данной методике расчеты позволили дать долговременный прогноз динамики количества обводненных (выбывших из эксплуатации) и обводняющихся (работающих с водой) газовых скважин, объема добываемой пластовой воды. На рис. 7 приведены графические зависимости суммарной доли обводненных и обводняющихся скважин от общего фонда добывающих скважин в зависимости от текущей газоотдачи. Из сравнения расчетной зависимости (по существу полученной в 1978 г.) с фактическими по состоянию на 2011 г. [7] следует, что использованная модель обводнения фонда скважин в целом удовлетворительно отражает качественные и количественные закономерности влияния упруговодонапорного режима сеноманской залежи на избирательное обводнение скважин. Кривая 1 отражает динамику обводнения фонда газовых скважин в пределах интервала перфорации. Кривая 2 показывает прогнозную степень обводненности фонда скважин, учитывающую обводнение их интервалов перфорации, т.е. количество обводняющихся и обводненных скважин в долях от численности всех добывающих скважин.

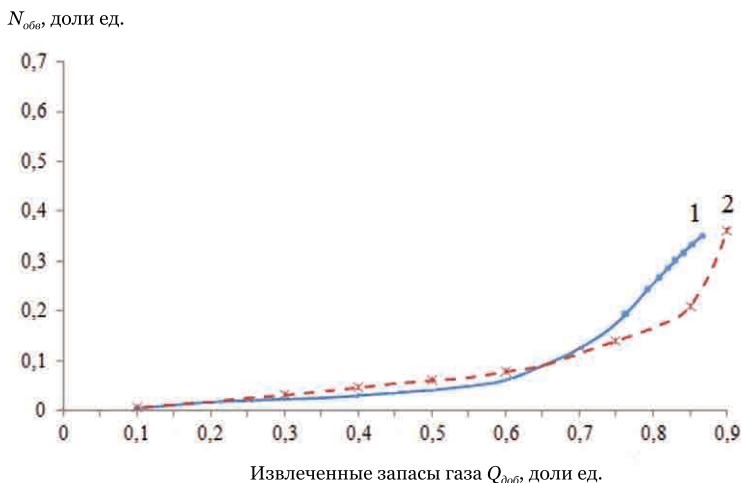


Рис. 7. Зависимость обводненного фонда скважин $N_{обв}$ от извлеченных запасов газа $Q_{доб}$ сеноманской залежи месторождения Медвежье: 1 – фактическая зависимость; 2 – расчетная зависимость (учитывающая скважины с обводнением интервалов перфорации)

Необходимость исследования вопросов разработки месторождений природного газа различными методами объясняется многообразием форм проявления геологической неоднородности, неполнотой информации о пласте, математическими и вычислительными сложностями решения фильтрационных задач в наиболее общей их постановке. Вследствие применения на газовых и газоконденсатных объектах разработки редких сеток скважин для решения ряда задач параметры неоднородных пластов можно считать случайными величинами и для их описания пользоваться плотностью и функцией распределения. Для условий водонапорного режима направления совершенствования методов расчета показателей разработки неоднородных пластов связаны с комбинированием вероятностного и детерминированного подходов.

На примере применения методики к геолого-промысловой характеристике и условиям разработки месторождения Медвежье показана возможность прогнозирования степени обводнения фонда скважин на долгосрочную перспективу.

Список литературы

1. Гайдукова А.А. Геологическое строение и состояние разработки сеноманской залежи Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения / А.А. Гайдукова // Нефть и газ. – 2009. – № 4. – С. 13–19.
2. Закиров С.Н. Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. – М.: Струна, 1998. – 628 с.
3. Пономарев А.И. Повышение эффективности разработки залежей углеводородов в низкопроницаемых и слоисто-неоднородных коллекторах / А.И. Пономарев. – Новосибирск: СО РАН, 2007. – 236 с.
4. Борисов Ю.П. Особенности проектирования разработки нефтяных месторождений с учетом их неоднородности / Ю.П. Борисов, З.К. Рябина, В.В. Воинов. – М.: Недра, 1976. – 285 с.
5. Закиров С.Н. Прогнозирование избирательного обводнения месторождений и скважин: науч.-техн. обзор / С.Н. Закиров, В.М. Булейко, М. Гафурова, А.И. Пономарев. – М.: ВНИИЭГазпром, 1978. – 64 с. – (Разработка и эксплуатация газоконденсатных месторождений).
6. Мамаев В.А. Движение газожидкостных смесей в трубах / В.А. Мамаев, Г.Э. Одишария, О.В. Клапчук и др. – М.: Недра, 1978. – 270 с.
7. Меньшиков С.Н. Оптимизация издержек газодобывающих предприятий на поздней стадии эксплуатации месторождений / С.Н. Меньшиков, В.В. Елгин, Т.Е. Серeda, М.А. Ягольницер // Газовая промышленность. – Спецвыпуск. – 2010. – С. 72–75.