**3.4.3 Обоснование рабочих агентов для воздействия на пласт**

На месторождении реализуется поддержание пластового давления путем площадного заводнения с 1994 года.

Источником воды для системы ППД является попутно-добываемая пластовая вода. При дальнейшей разработке изменений по источникам водоснабжения системы ППД не предусматривается, т.е. основным источником воды для системы ППД месторождения будет являться подтоварная вода.

Требования к качеству воды, используемой для заводнения приведены в разделе 6.5.

**3.4.4** **Обоснование принятой методики прогноза технологических показателей разработки**

В настоящем проекте при расчетах технологических показателей разработки, для проверки их результатов использованы статистические методы. Статистический подход к исследованию нефтеотдачи с целью прогнозирования технологических показателей разработки месторождений, находящихся на разных стадиях освоения, широко используется в странах СНГ и за рубежом. Погрешности в оценках прогнозных технологических показателей разработки при статистическом подходе связаны, в основном, с недостаточностью информации, что ограничивает надежность известных детерминированных гидродинамических моделей пластовых систем.

Статистические методы прогноза технологических показателей от гидродинамических отличаются простотой и конструктивностью, что позволяет оперативно выполнять с их помощью оценку разведанных объектов по мере накопления информации и уточнять геолого-физические параметры. Месторождение Жолдыбай Северный разрабатывается уже продолжительное время, имеется большой объем геолого-промысловых данных, наблюдается стабильный и продолжительный период разработки на IV стадии, все выше перечисленное позволяет качественно определить темпы снижения дебитов нефти и заложить их в прогноз.

Сама методология использования статистического подхода проста и предусматривает выведение экспоненциального уравнения по данным истории разработки и получение из него значение темпа падения. Полученное значение темпа падения затем используется для прогнозирования дебита, для этого вопспользуемя следующей формулой:

*q=qc\*exp(ТП\*(n+1))*

*(3.4.1)*

где:

q – дебит нефти;

qс – стартовый дебит нефти;

TП – темп падения;

n – единица измерения прогнозного периода (год, месяц).

Для расчета дебита нефти проектных добывающих скважин применена формула Дюпюи расчета фактической продуктивности несовершенной скважины, которая при расчете дебитов нефти новых скважин опирается на фильтрационно-емкостные свойства коллекторов, физико-химические свойства пластовых флюидов и продуктивность скважин, полученную при проведении ГДИС, по следующей формуле:

J:\Рабочий стол\IMG_0256.PNG

*(3.4.2)*

где:

*k* – проницаемость, *\**10-15м2;

*h* – мощность интервала перфорации, м;

*Rk* – радиус контура, м;

rc – радиус скважины, м;

*S* – скин-фактор, доли ед.;

*B* – коэффициент объемного расширения, доли ед., для пересчета объема жидкости из поверхностных в пластовые условия.

Средние значения проницаемости и других параметров взяты по результатам ГДИС по соседним скважинам. При отсутствии необходимых параметров по соседним скважинам для расчета использовались средние значения по объектам.

Физико-химические свойства нефти взяты по результатам лабораторных исследований поверхностных и пластовых проб нефти.

Оптимальная депрессия для проектных скважин рассчитана по результатам проведения ГДИС и на основе фактических показателей эксплуатации соседних действующих добывающих скважин.