

**УВЕЛИЧЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ ЗА СЧЕТ
ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН****УВЕЛИЧЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ
ЗА СЧЕТ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ
НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН**

*А. А. Ридель, ведущий инженер отдела анализа промысловых исследований
департамента геологии и мониторинга разработки месторождений
ОАО «Сибнефть»,*

*Т. В. Левицкая, начальник группы отдела анализа промысловых исследований
департамента геологии и мониторинга разработки месторождений
ОАО «Сибнефть»,*

*Е. С. Надежкина, инженер отдела анализа промысловых исследований
департамента геологии и мониторинга разработки месторождений
ОАО «Сибнефть».*

Одной из причин низкого коэффициента охвата нефтяных пластов вытесняющим агентом является наличие в призабойной зоне нагнетательных скважин системы нестабильных трещин (см. рис.1.). Это подтверждено большим количеством гидродинамических исследований скважин нагнетательного фонда, а так же исследованиями объектов разработки ОАО "Сибнефть - ННГ" трассирующими индикаторами. Естественно, что при таких условиях, когда объектом разработки является матрица с системой многочисленных искусственных трещин, невозможно достичь поршневого вытеснения и соответствующего ему коэффициента охвата.

Для решения обозначенной проблемы, предлагается в корне изменить существующий подход к проектированию и организации системы заводнения на месторождениях ОАО "Сибнефть ННГ". Во главу угла должен быть поставлен принцип - **устранение причин приводящих к образованию трещин**. Увеличение коэффициента охвата достигается изменением принципов проектирования и организации существующей системы заводнения. **Количество нагнетательных скважин и их приемистости должны обеспечивать необходимую компенсацию без образования систем трещин в зонах закачиваемой воды.** Поэтому нагнетательный фонд - это система скважин не только с вертикальными, но и с наклонно направленными стволами. Положительный эффект достигается повышением коэффициента охвата нефтяного месторождения вытесняющим агентом, за счет того, что в скважинах с наклонно направленными стволами не образуется система нестабильных трещин. По известным величинам извлекаемых запасов нефти рассчитывается максимальный уровень добычи жидкости. Зная суточный дебит нефти, определяют количество нагнетательных скважин (в том числе и наклонных), а также длины их стволов, ограниченные экономическими показателями, но обеспечивающие компенсацию отборов. Для каждой скважины рассчитывается

**УВЕЛИЧЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ ЗА СЧЕТ
ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН**

предельно-допустимая приемистость. В некоторых случаях для увеличения приемистости нагнетательных скважин предлагается проводить мини ГРП с образованием стабильных, трещин 8-10 м, обеспечивающих расчетную производительность. При этом превышение Q и $R_{\text{заб}}$ над расчетными значениями недопустимо, так как есть опасность, что трещины перейдут в разряд нестабильных. При анализе результатов ГДИ нагнетательного фонда, количество скважин с четко зафиксированными техногенными, нестабильными трещинами (см.рис.2.) на примере двух месторождений составило: Сугмутское месторождение - 74% (от числа исследованных скважин), средняя полудлина трещины - 61 м. Муравленковское месторождение - 69% (от числа исследованных скважин), средняя полудлина трещины 52 м.

Продемонстрируем выше сказанное на примере одной из скважин Сугмутского месторождения. Введена в эксплуатацию 30.06.97 г, 21.12.01 переведена под закачку и работает со средней приемистостью $Q_{\text{пр}} = 323 \text{ м}^3/\text{сут}$. По данным ГДИ (см. рис.3.) от 19.08.03 $K_{\text{пр}} = 12 \text{ мД}$, $S = -4.7$, $K_{\text{прод}} = 3 \text{ м}^3/\text{сут} \cdot \text{атм}$. Для обеспечения данной приемистости заменим реальную скважину условной с наклонно направленным стволом. Для расчета необходимой длины ствола при условии $S = 0$, используем ПК "PanSystem". Модель пласта - замкнутый резервуар с границами постоянного давления. Расстояние до границ - 250 м. В результате расчета необходимая длина наклонной части ствола, обеспечивающая существующую на момент исследования приемистость ($367 \text{ м}^3/\text{сут}$), составила 22 м. При использовании формулы, подразумевающей классическую модель пласта(см.рис.4.), значение L получается равным - 38 м. То есть, если бы в данной скважине изначально был спроектирован наклонно направленный ствол длиной 30 м, то перевод ее под закачку, не привел бы к образованию системы трещин вокруг нее, при соблюдении условия $Q_{\text{в}} \leq 320 \text{ м}^3/\text{сут}$.

Таким образом, принципиально меняется подход к проектированию бурения нагнетательных скважин. После определения необходимого объема закачиваемой воды, рассчитывается значение приемистости ($K_{\text{пр}}$) нагнетательной скважины. Исходя из этого значения $K_{\text{пр}}$, делается расчет конструкции нагнетательной скважины причем, длина вскрытой части пласта обеспечивает расчетную приемистость при $S=0$.

Нагнетательная скважина может быть вертикальной или наклонно-направленной (при больших значениях проницаемости), а также горизонтальной (при низких и средних значениях проницаемости). При необходимости может быть проведен мини ГРП (см.рис.5.). После осуществления данного проекта на каждой скважине проводятся специальные исследования, с целью уточнения гидродинамических параметров, необходимых для расчета предельно допустимой приемистости. **Превышение значения расчетной приемистости при дальнейшей эксплуатации скважины недопустимо.** Строгое соблюдение данного принципа, резко повысит эффективность работы вытесняющего агента за счет увеличения коэффициента охвата заводнением (до 28%) ввиду отсутствия техногенных трещин в пласте.

**УВЕЛИЧЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ ЗА СЧЕТ
ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН**

Исходя из предположения, что в поровом коллекторе при запуске скважин происходит образование системы нестабильных трещин, рассмотрим этот аспект, в процессе построения и адаптации 3-х мерных геолого-гидродинамических моделей на обычных равномерных и неструктурированных сетках. При моделировании, обычно строится равномерная сетка 50×50 - 200×200 метров (см. рис.6), а скважина условно принимается равной ячейки grid. Для описания ситуаций связанных с ухудшением призабойной зоны, либо образование техногенных трещин (ГРП) или от закачки, используется положительный или отрицательный псевдорadiaльный скин.

На основе реальной гидродинамической модели участка пласта одного из месторождения было рассчитано три варианта геометрических построений сеток grid:

1. Стандартная равномерная 50×50 метров (рис.6.);
2. Неструктурированная сетка добывающие и нагнетательные скважины заданы радиальным гридом с внутренним радиусом 0.5м., внешним 25 м. И равномерная сетка 25×25 м., в межскважинном пространстве (рис.7.);
3. Неструктурированная сетка - добывающие скважины заданы как в предыдущем варианте, нагнетательные фактической трещиной - полудлинка 100 м, ширина 0.5см. И равномерная сетка 25×25 м., в межскважинном пространстве (рис.8.).

Все расчеты выполнены при одинаковом распределении свойств. Прогноз выполнен на тридцать лет, управление работой скважин велось по забойному давлению, для добывающих $P_{заб}=100$ атм., для нагнетательных $P_{заб}=420$ атм. На графиках (рис.9-10.) представлены численные результаты моделирования, дебиты и накопленная добыча нефти, приемистости и накопленная закачка воды. Варианты с неструктурированной сеткой близки по значениям - 1.671 и 1.603 млн. м³, а с равномерной сеткой 2.057млн. м³, они расходятся примерно **на 20%**. Это, безусловно, надо учитывать при выполнении гидродинамического моделирования.

УВЕЛИЧЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ ЗА СЧЕТ
ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН

Графические приложения

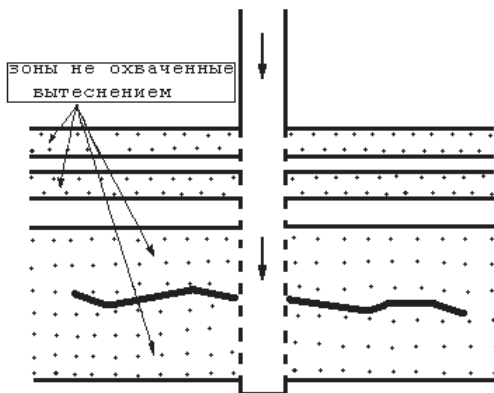


Рис.1. Существующая схема работы нагнетательных скважин.

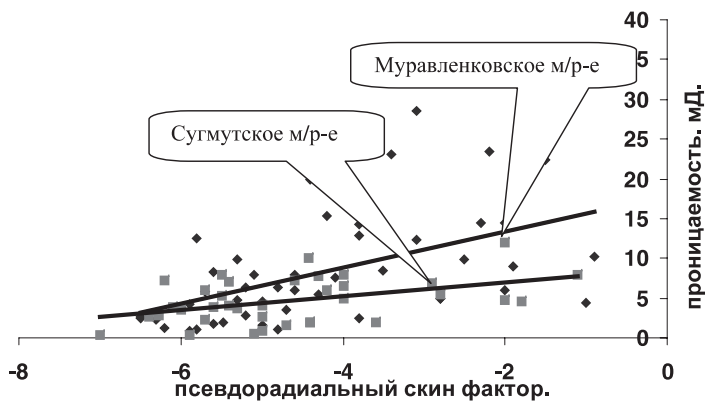


Рис.2. График зависимости псевдорадиальных скин-факторов от проницаемостей.

**УВЕЛИЧЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ ЗА СЧЕТ
ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН**

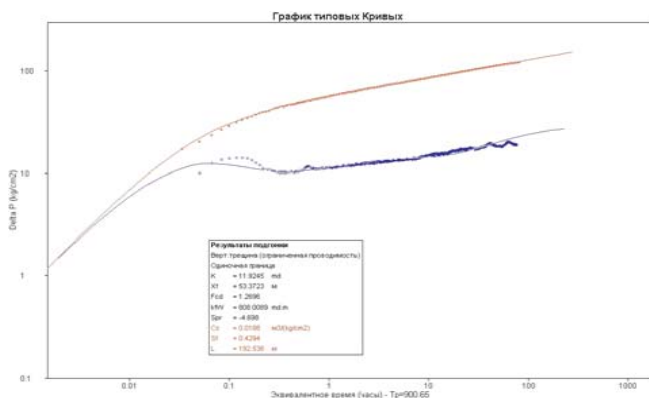


Рис.3. Результаты обработки КПД нагнетательной скважины, график LOG-LOG анализа.

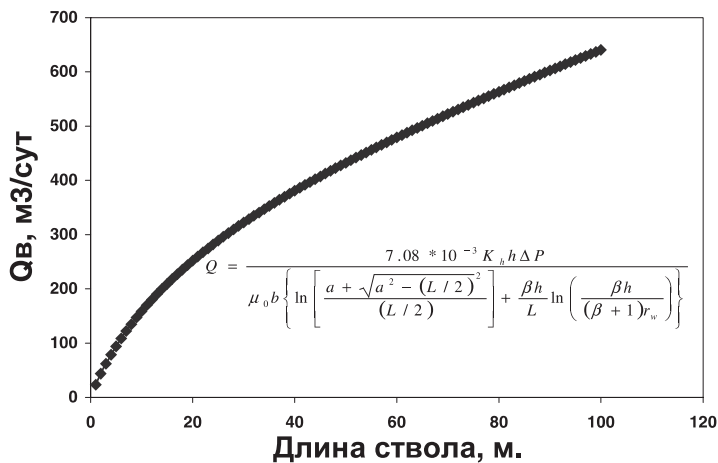


Рис. 4. Зависимость приемистости от длины ствола.

**УВЕЛИЧЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ ЗА СЧЕТ
ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН**

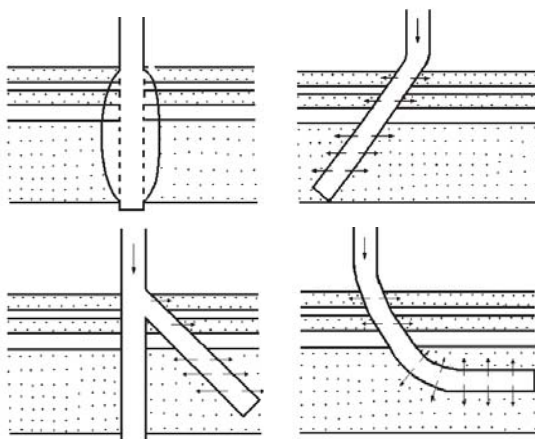
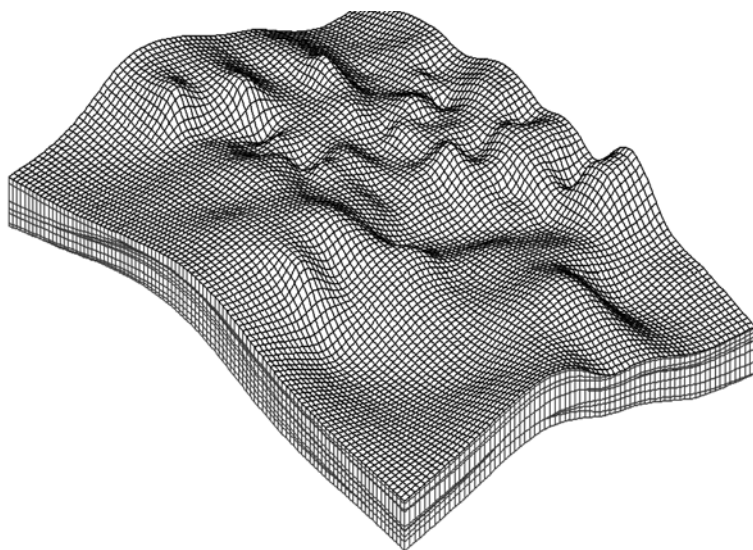


Рис.5. Предлагаемые схемы работы нагнетательных скважин.а.



*Рис.6. Равномерная сетка 50*50 м.*

**УВЕЛИЧЕНИЕ КОЭФИЦИЕНТА НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ ЗА СЧЕТ
ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН**

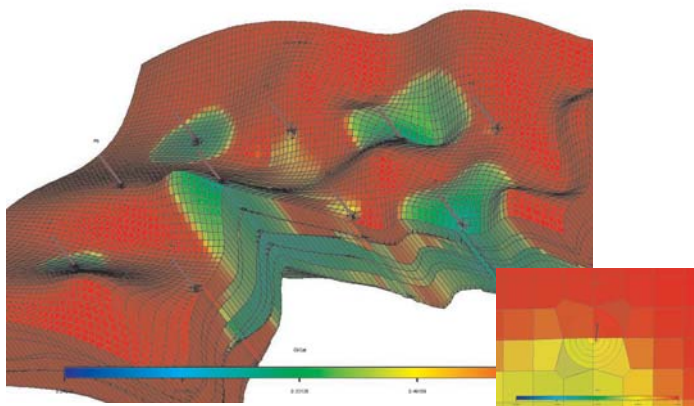
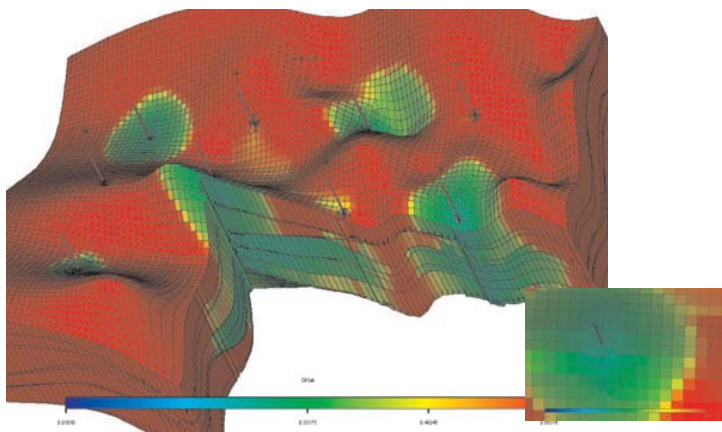


Рис.5. Предлагаемые схемы работы нагнетательных скважин.а.



*Рис.6. Равномерная сетка 50*50 м.*

УВЕЛИЧЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ ЗА СЧЕТ
ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН

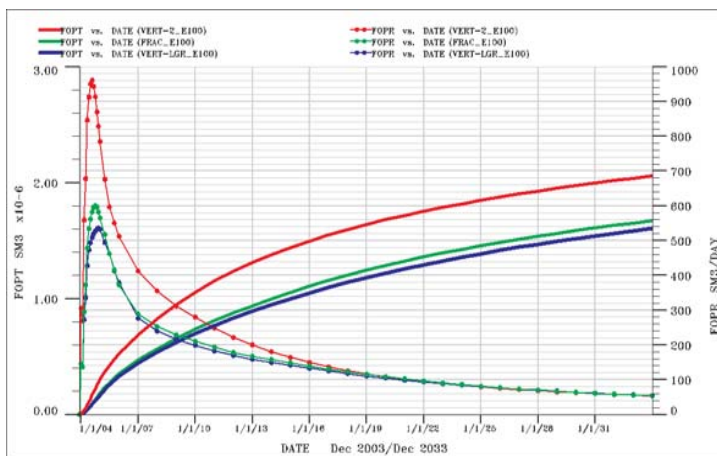


Рис. 9. Дебиты и накопленная добыча нефти.

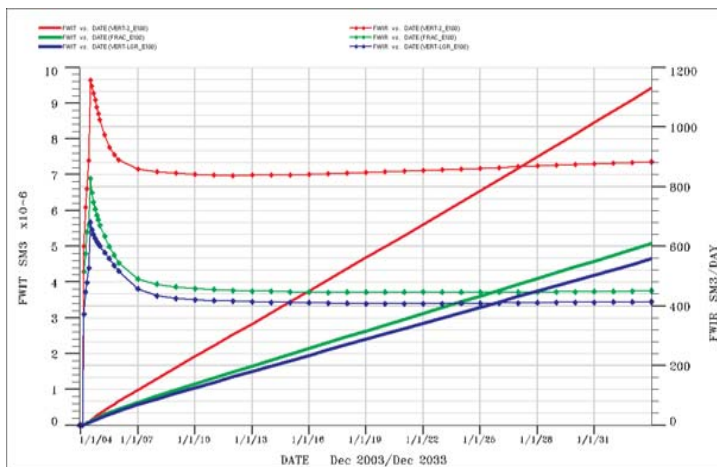


Рис. 10. Приемистости и накопленная закачка воды.