

## ОСВОЕНИЕ В ЭКВАДОРЕ ОБВОДНЕННЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ ПРИРОДООХРАННЫМИ МЕТОДАМИ

А.Е. Воробьёв, М.Т. Зарума

Российский университет дружбы народов  
ул. Орджоникидзе, 3, Москва, Россия, 115419

Раскрыта необходимость использования природоохранных технологий освоения обводненных месторождений нефти Эквадора. Рассмотрен механизм нефтеотдачи обводненных коллекторов. Показаны различные проблемы поступающих в скважину вод. Изучено распределение водонасыщенности.

**Ключевые слова:** нефть, водонасыщенность, механизм, окружающая среда, экология, технология, методы добычи нефти, шахта.

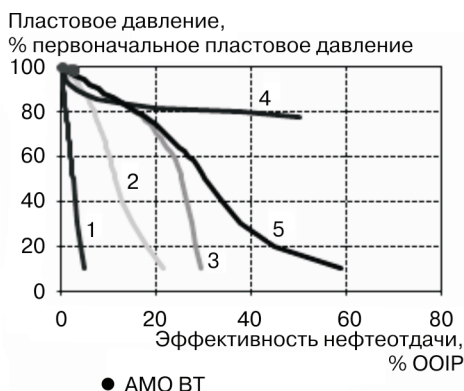
Природоохранная направленность научных разработок и внедряемых технологий особенно важна для стран, имеющих существенные запасы нефти, в том числе сложозалегающие. К таким странам относится Республика Эквадор.

Национальный заповедник Ясуни, на территории которого находятся месторождения Амо, Дайми, Гинта и Иро, является зоной влажного тропического климата и занимает 12% площади нефтяного блока 16.

В силу определенной уязвимости биосферы заповедника необходимо разработать план экологических действий по его охране, внедрив при этом возможно более продуктивные и экологически чистые технологии нефтедобычи.

На территории этого бассейна уже открыто как минимум 20 нефтяных месторождений (в том числе пять весьма крупных). По состоянию на конец 2005 г. суммарная добыча нефти составляла более 1 млрд баррелей, и в настоящее время здесь добывается около 300 тыс. баррелей в день.

С целью лучшего понимания механизмов добычи нефти (рис. 1) в различных залежах месторождений Бохи-Капирон, Амо, Тивакуно, Хинта, Иро и Дайми графически были представлены показатели статического давления, а также данные, полученные на различных залежах (что было сделано в целях оценки имеющихся тенденций полученных на практике кривых).



**Рис. 1.** Механизм нефтеотдачи (базальтовый песчаник Тена, месторождение Амо):

- 1 — расширение горной породы и пластового флюида; 2 — растворенные газы; 3 — газовая шапка;  
4 — активный водонапорный режим; 5 — гравитационный дренаж

Приведенный график показывает, что месторождения Блока 16 (Амо, Бохи-Капирон, Дайми, Хинта, Иро и Тивакуно) в различных песчаниках (базальтовом песчанике Тена, М1 и U) имеют в качестве основного механизма активный водонапорный режим, а в некоторых случаях (в формации М1 в Амо, Хинта и Тивакуно) этот механизм может быть идентифицирован как сочетание мощного водонапорного режима и гравитационного дренажа.

Карты типа Grid являются количественными аналитическими инструментами для определения существующих тенденций и аномалий посредством использования карт мелких ячеек, для которых устанавливается значение объемов извлекаемых жидкостей исходя из расчетов и методов интерполяции на основе известных данных. Нами были составлены карты Grid для аккумулированной нефти и воды для каждого из песчаников различных месторождений (рис. 2, 3).

Основные проблемы водопритока, которые имеются в продуктивной эксплуатационной скважине, можно объединить в 10 типов по мере возрастания сложности регулировки воды (рис. 4):

- 1) утечка или нарушенная обсадная колонна;
- 2) наличие течения за пределами труб;
- 3) восходящее движение водонефтяного контакта;
- 4) пласт воды в стратиграфической формации без поперечного потока;
- 5) трещины со стороны нагнетательной скважины (инжектора);
- 6) трещины со стороны водоносного слоя;
- 7) образование в скважине конуса обводнения;
- 8) эффективность вытеснения нефти на площади;
- 9) диссоциации пластов по гравитационным причинам (флюидов различной плотности под действием силы тяжести);
- 10) многочисленные пласты с поперечным потоком.

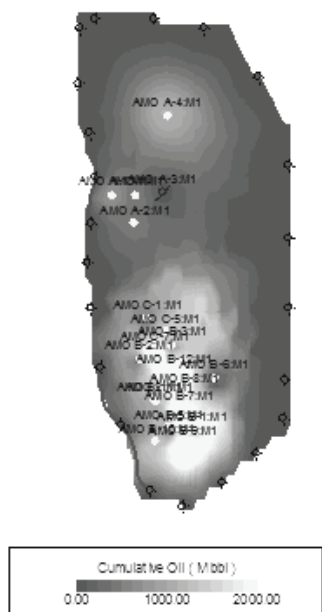


Рис. 2. Карта Grid аккумулированной нефти, М-1, залежь Амо. Октябрь 2003 г.

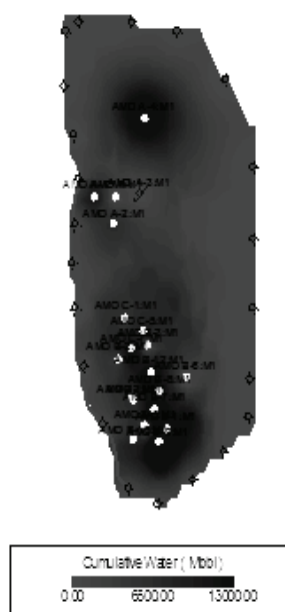
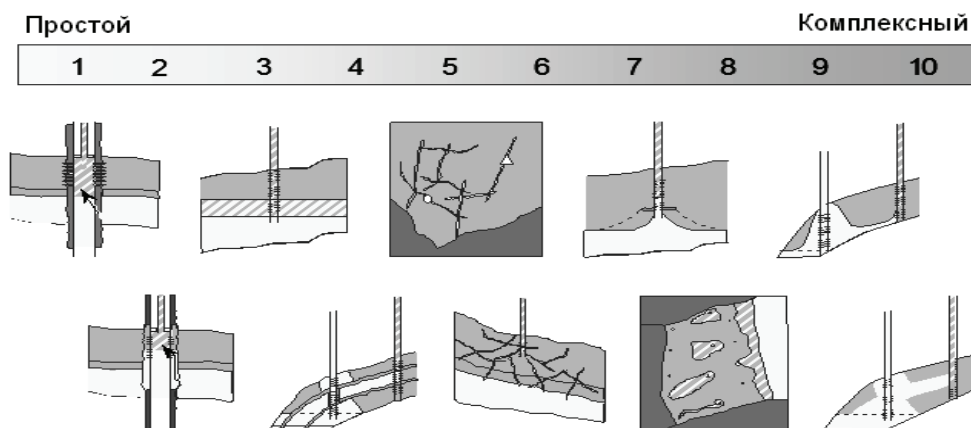


Рис. 3. Карта Grid аккумулированной воды, песчаник М-1, залежь Амо. Октябрь 2003 г.



**Рис. 4.** Типы проблем воды

На месторождении Бохи-Капирон главными проблемами являются:

- 1) неблагоприятное существующее отношение подвижности между нефтью и водой;
- 2) уровень вязкости нефти;
- 3) перемещение в нижних подводных слоях внутри чистых песков, проявляющееся в более быстром наступлении фронта воды и в чрезмерном ее поступлении.

На рисунке 5 представлены результаты для Бохи А-4. Первая колонка показывает регистр гамма-лучей, вторая — эффективную пористость, интерпретированную нейтронной плотностью и замерах кернов, а в третьей колонке показано водонасыщение, подсчитанное размерами проб кернов и данных удельного сопротивления.

На рисунке 5 отображен изучаемый нефтяной пласт, где нефтенасыщенность составляет порядка 80%. На глубине приблизительно 10,158 футов наблюдается смена насыщения, которое предварительно было идентифицировано как водонефтяной контакт. Однако ниже данного уровня не существует 100% насыщения воды, а наличествует соотношение: приблизительно 75% вода и 25% нефть.

По регистрам каротажей водонефтяной контакт в М1, Амо и Бохи-Капирон находится между зоной насыщенной нефтью и дренированной зоной, таким образом, можно утверждать, что имеет место перемещение водонефтяного контакта.

Для месторождения Амо были проанализированы регистры 22 скважин. Ими стали: Амо-1 и Амо-2, Амо А-1 до е1 А-5, Амо В-1 до 1 В-12, а также Амо С-1, С-3 и С-5. Большинство этих скважин являются горизонтальными или почти горизонтальными.

Пространственная корреляция между показателя песка была более сильной, чем пористость или каротаж гамма-лучей. В М1-С показатель Nugget-Sil оказался равным приблизительно 0,50. В М1-А была обнаружена незначительная пространственная корреляция (Nugget-Sil около 1) для всех случаев, а это означает, что песок здесь менее протяженный и картирование между существующими пробуренными скважинами выявляет значительную ассоциированную ошибку. Существующие серьезные различия пространственной корреляцией между М1-А и М1-С показаны на рис. 6.

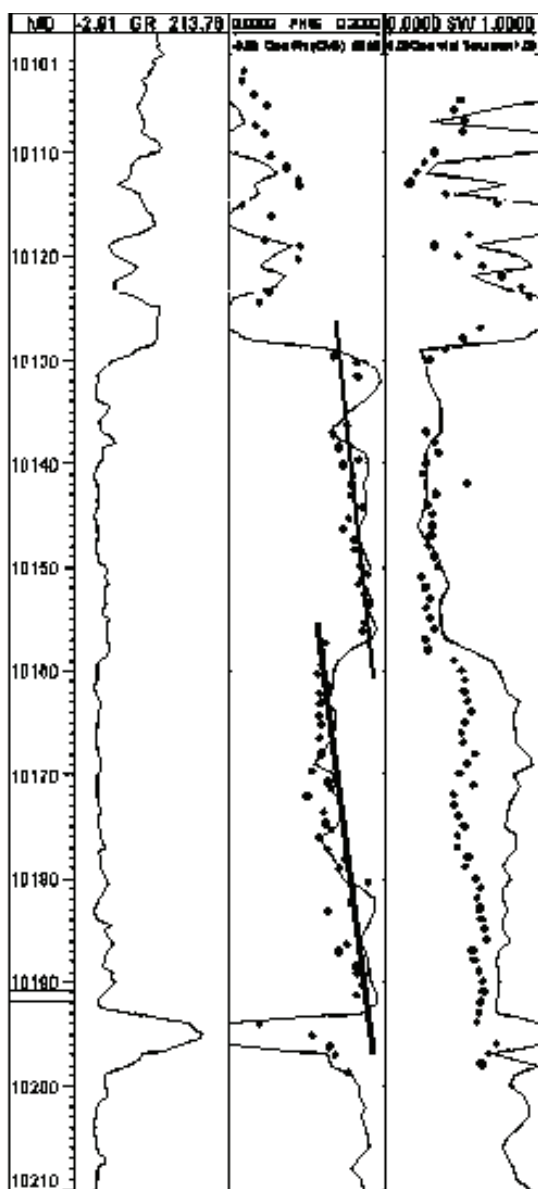


Рис. 5. Водонефтяной контакт в Бохи А-4

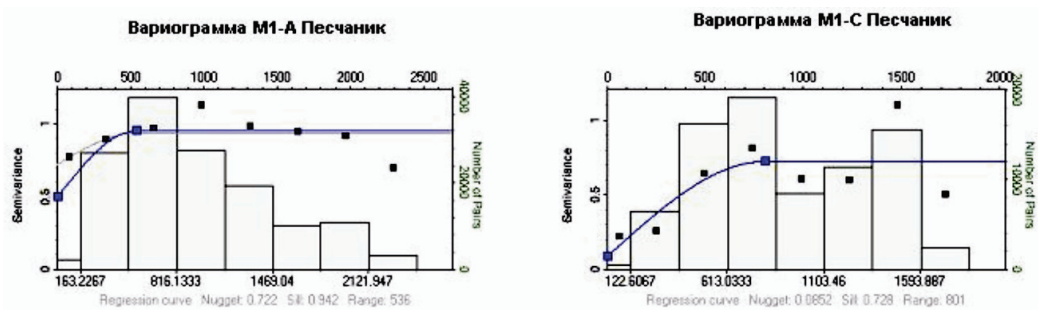
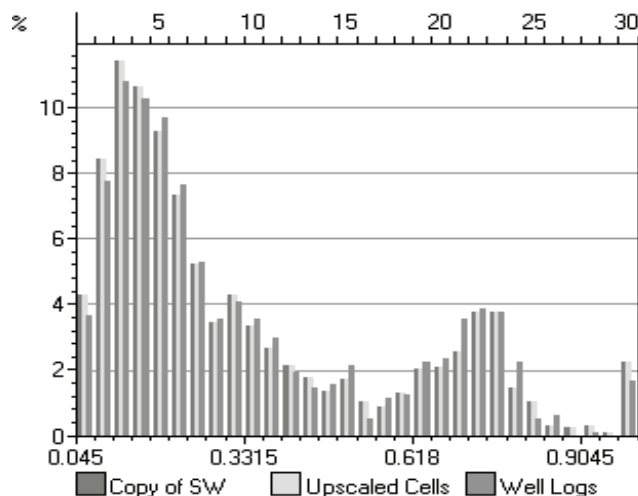


Рис. 6. Анализ экстраполяции данных для M1-A и M1-C в Амо

Пористость имеет более сильную корреляцию с востока на запад, а затем — с юга на север.

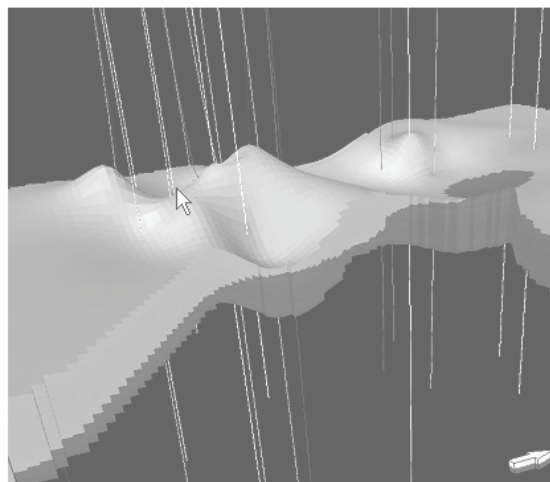
Распределение показателей насыщения водой (водонасыщенности), полученных с каротажей удельного сопротивления в уровне песчаника М1-С, обнаруживает бимодальную дистрибуцию насыщения (рис. 7).



**Рис. 7.** Распределение водонасыщенности (насыщения промежуточной воды) в каротажах Амо

Так, первая дистрибуция сосредоточена вокруг начальной нефтенасыщенности примерно 12% воды, а вторая дистрибуция сосредоточена вокруг показателей насыщения воды в дренированной зоне. Это и является основным показателем перемещения воды под песком.

В соответствии с индексом смены фаций насыщенность была подразделена на два типа: зона вытесненной нефти и зона невытесненной нефти (рис. 8), причем зона вытесненной нефти расположена в подошве песчаника, а зона невытесненной нефти — ближе к кровле песчаника.



**Рис. 8.** Дистрибуция водонасыщенности в М1-С, месторождение Амо

В дальнейшем необходимо было определить основные механизмы притоков и выработать руководство по выбору методов заканчивания скважин для улучшения имеющихся характеристик нефтеотдачи.

Эта работа подразделяется на две части: 1) разработка общей модели в двух измерениях (2D) для выяснения возможных аспектов вертикального нефтепритока; 2) создание небольшой радиальной модели одной скважины для сопоставительного отрегулирования с соответствующим историческим периодом добычи (с начала разработки месторождения).

В итоге была построена первичная модель, основанная на пористости и на средних значениях проницаемости по имеющимся в распоряжении данным керна в Амо и в Бохи-Капирон.

Эта модель имеет угол падения  $7^\circ$ , нефтяную фазу с вязкостью 50 ср, коэффициент пластового объема 1,07 bl/bf, плотность нефти  $16^\circ$  API и отношение растворенного газа 60 pcs/bl. Кроме этого, была использована абсолютная проницаемость пласта, равная 2000 mD.

Через месяц после начала добычи вода переместилась от начального водоносного горизонта в сторону добывающей скважины (удалилась на 900 футов), а водонасыщение повысилось до 90%.

Фронт воды формируется 0,6 дней, соответствующих первой скорости продвижения водопритока, равного примерно 1500 футов/день. Колонна воды в нижней части песчаника поддерживалась в пределах 1 фута. На этой модели было показано, что имеется значительное продвижение воды в нижней части залежи. Это явление настолько сильное, что мощность блока (для достижения схождения пластов) нужно свести до 0,5 фута. Вода движется от водоносного пласта вдоль всей подошвы песчаника к месту размещения скважины. В итоге рядом со скважиной формируется локальный конус обводнения.

Стратификация резервуара позволяет выделить отдельные водопритоки в нижней части резервуара от большего числа песчаных пластов. Это уменьшило время образования первого фронта воды и дебит, при котором увеличивается обводненность.

На рисунке 9 представлены введенные в модель кривые относительной проницаемости, а также рассчитанная кривая движения отдельных фаз.

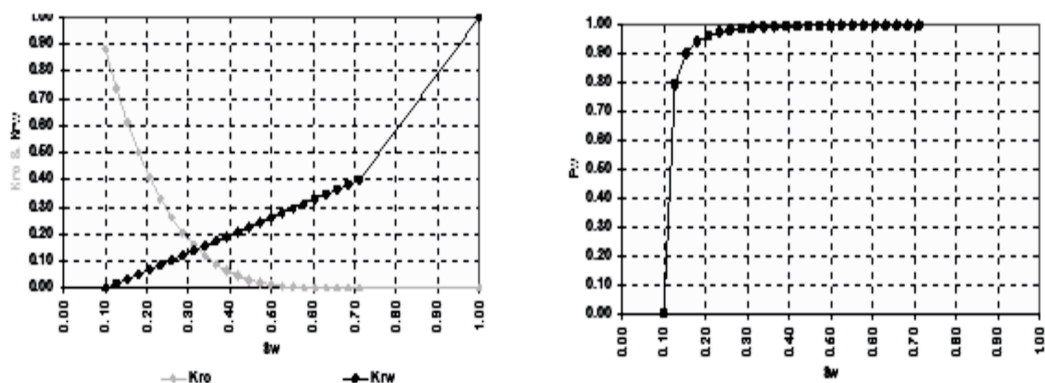
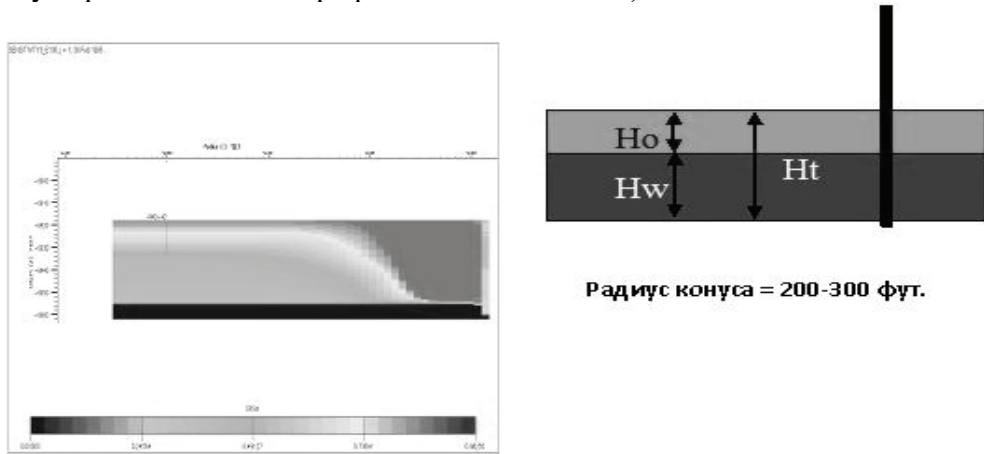


Рис. 9. Интенсивность продвижения водопритока:

- а — относительная проницаемость месторождения АМО (песчаный М1);
- б — кривая движения отдельных фаз месторождения АМО (песчаный М1)

Часто вынос песка связан с линейной скоростью движения воды. Поэтому если произвести резкое снижение давления на начальной стадии добычи, то можно добиться большой скорости линейного смещения и, как следствие, начнется преждевременный вынос песка. По этой причине рекомендуется добычу в скважине начинать при низком дебите.

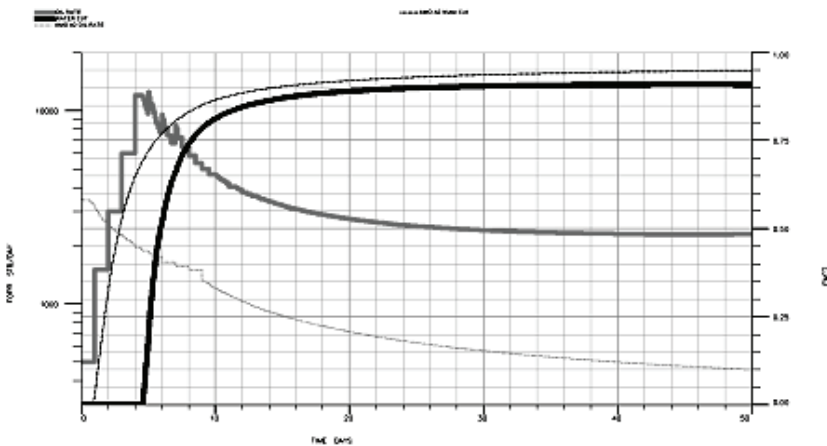
Образованный рядом со скважиной конус обводнения показан на рис. 10 (радиус представлен в логарифмическом масштабе).



**Рис. 10.** Механизм смещения конуса обводнения

Как показывает представленная модель, конус находится в пределах между 200 и 300 футов. Далее 300 футов наблюдается в основном уровень первичной воды.

На этой модели было показано, что форма конуса обводнения рядом с горизонтальным заканчиванием скважины и, как следствие, профиль нефтеотдачи (рис. 11) различны. Поэтому в том же самом месте расположения горизонтальная скважина имеет потенциал добычи нефти в 10—15 раз больше и меньший темп падения добычи. Кроме этого, радиальная модель показала, что конус обводнения ограничен радиусом 300 футов вокруг скважины. Следовательно, имеется возможность бурения горизонтальных скважин, превышающих 300 футов, чтобы прийти до участков нетронутой нефти.



**Рис. 11.** Сравнение профиля добычи в горизонтальной и в вертикальной скважине

Если представить, что в модели пластов (рис. 12) имеются пласты с высокой проницаемостью и пласты с низкой проницаемостью, то пласты с низким удельным сопротивлением могли бы быть алевролитом или глиной, так как они характеризуются низкой проницаемостью и препятствуют миграции флюидов в горизонтальном или в вертикальном направлении.

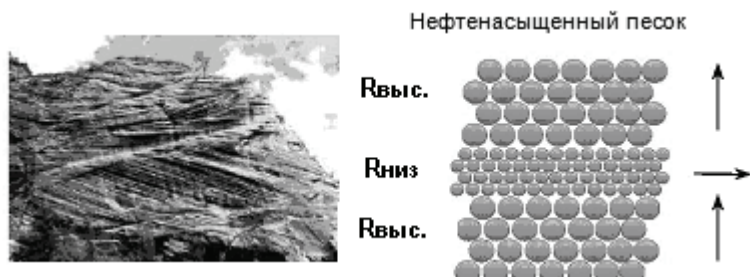


Рис. 12. Модель пластов с различным сопротивлением

Применение анизотропии на практике основано на корреляции вертикальной проницаемости с горизонтальным удельным сопротивлением и горизонтальной проницаемости с вертикальным удельным сопротивлением, наблюдаемым в песчанике, насыщенном нефтью ( $K_v/K_h = R_h/R_v$ ).

Наблюдаются зоны с хорошей горизонтальной проницаемостью ( $K_h$ ), являющиеся зонами с высоким вертикальным удельным сопротивлением ( $R_v$ ), а также определяются барьеры к образованию конуса обводнения (низкая  $K_v$ ) в зонах с низким горизонтальным удельным сопротивлением ( $R_h$ ).

Метод анизотропии может быть применен исключительно в горизонтальных или близких к горизонтальным условиях, так как обычно при относительном угле между формацией и стволом скважины больше  $70^\circ$  проявляется сильный эффект анизотропии (рис. 13).

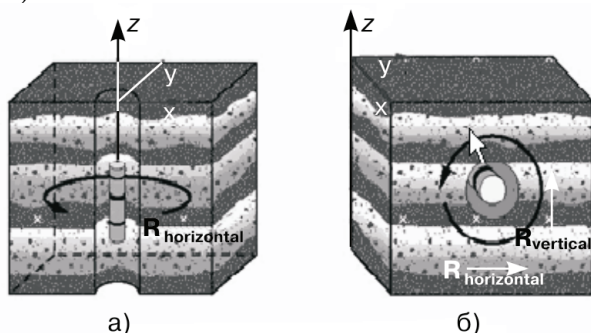


Рис. 13. Направление измерения скважинным прибором в вертикальных (а) и горизонтальных (б) скважинах

Для скважин были построены графики их приемистости (рис. 14) и давления относительно времени по графику Холла где на ординате отмечено накопленное время-давление, на абсциссе — накопленная закачанная вода, график закачанной накопленной воды относительно времени, график коэффициента приемистости относительно времени, содержание твердых веществ и жиров в течение времени и наконец была составлена кривая коэффициента приемистости относительно времени с целью анализа поведения процесса закачки воды в пласт.



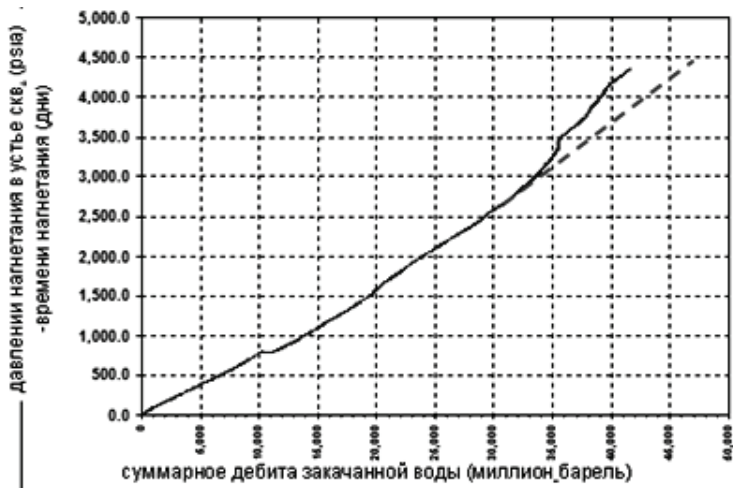


Рис. 14. График Холла, Амо А-6 WD: М-1

Здесь можно увидеть, что в течение последнего триместра наблюдалось увеличение давления нагнетания в устье скважины, в то же время имелось легкое уменьшение дебита нагнетаемой воды.

График Холла (см. рис. 14) показывает, что в скважине имеется пробка. Проявление на графике изменения наклона кривой, являющейся величиной, обратной коэффициенту приемистости, помогает определить характер проблемы в скважине — разрыв или пробка.

Когда в добывающей скважине перекрывается приток, график показывает изменение кривой в направлении вверх, а когда она изменяется в направлении вниз, это означает, что в скважине был проведен разрыв или стимуляция.

При анализе коэффициента приемистости можно увидеть, что он изменяется с течением времени. Причиной этого может быть качество закачиваемой воды (рис. 15 и 16), причем имеется переменчивость во времени в содержании твердых веществ и нефти (ppm). В частности, имеется значительное увеличение содержания твердых веществ, а непосредственно изменение происходит от менее 10 ppm до 40 или 50 ppm.

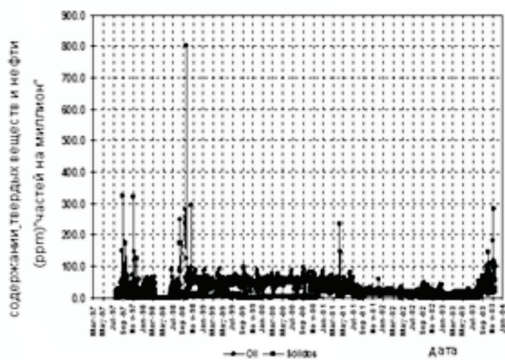


Рис. 15. Качество нагнетаемой воды, Амо А-6 WD: М-1

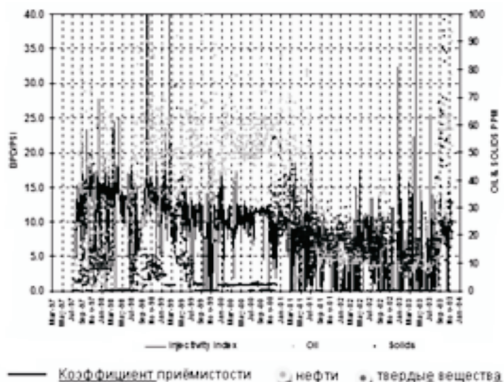


Рис. 16. Качество нагнетаемой воды и содержание твердых веществ и жиров относительно времени, Амо А-6 WD: М-1

Имеются проблемы перекрытия притока в скважину по причине низкого качества нагнетаемой воды (определенное содержание твердых веществ и жиров), поэтому в этих скважинах необходимо проводить работы по стимуляции/чистке и устранению нарушений эксплуатационных качеств пласта с целью увеличения темпа закачки и улучшения коэффициента приемистости.

При анализе кривой деклинации падающей добычи отметим следующее. В скважине имеются остаточные запасы нефти порядка 1,89 MMbbl, что является хорошим обоснованием для оценки, рекомендуемой реализацию контроля воды на одном из последующих этапов.

На графике обводненности продукции (рис. 17, 18), заметно, что в течение первого года происходит быстрое увеличение добычи воды, стабилизируемое в дальнейшем в соответствии с прогнозом поведения кривой фракционного потока.

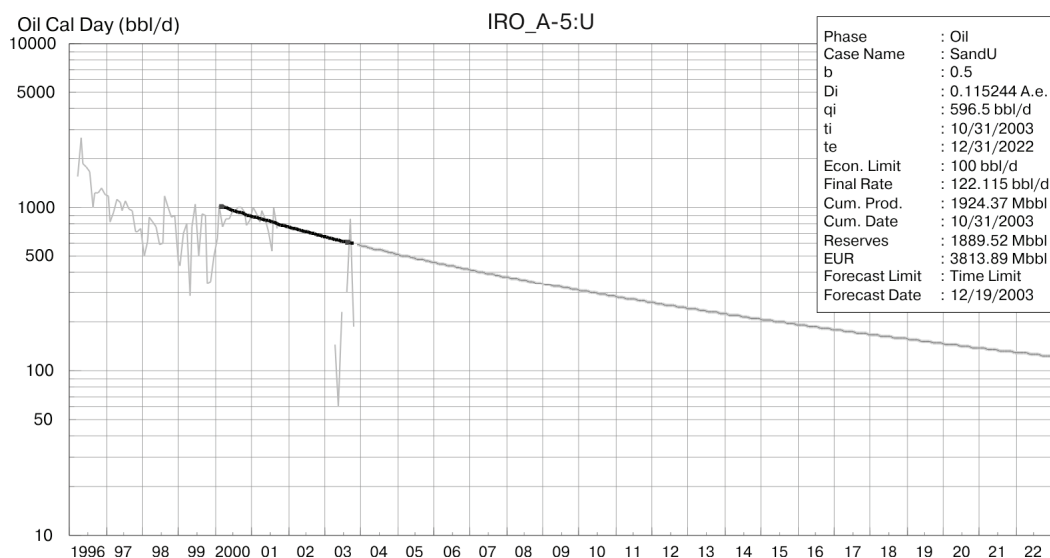


Рис. 17. Кривая темпа падения добычи нефти, скважина Иро А-5

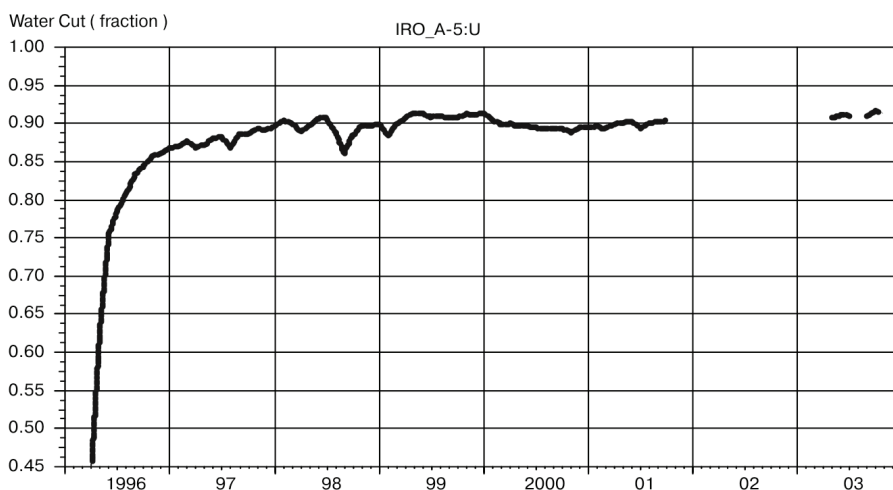
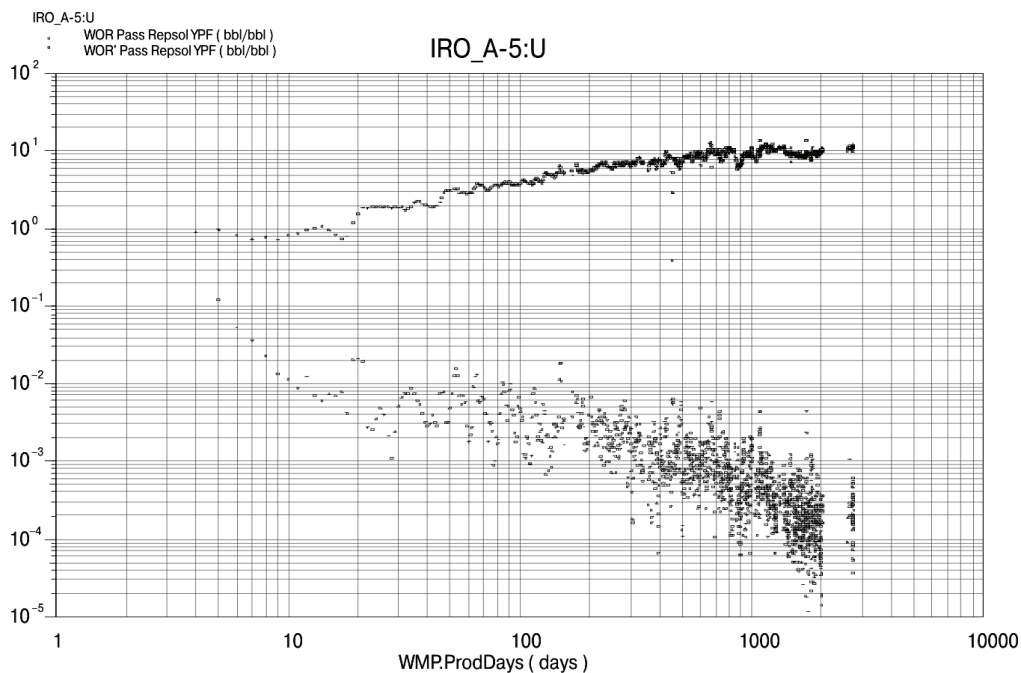


Рис. 18. Обводненность продукции, Иро А-5.

На рисунке 19 представлены графики водонефтяного фактора и WOR' в функции времени, где видно, что отношение «вода — нефть» постепенно нарастает и имеет тенденцию к стабилизации (как это происходит при формировании конуса обводнения).



**Рис. 19.** Кривая водонефтяного фактора и производной водонефтяного фактора в функции времени для скважины Иро А-5

Результаты данных исследований показали, что в залежах представлены следующие основные тенденции.

В залежи М-1 *месторождения Амо* вертикальные скважины имеют тенденцию к *конификации* (образованию конуса обводнения) (проблема 7-го типа), в то время как в горизонтальных скважинах представлено *продвижение воды в подошвенных слоях* пластов (проблема 9-го типа). В то же время в залежи Базаль Тена наблюдается присутствие *каналов* с высокой проницаемостью (проблема 4-го типа).

В залежи М-1 *месторождения Капирон* представлена общая тенденция к образованию *конуса обводнения* (проблема 7-го типа).

Общая тенденция, представленная в скважинах залежи *U месторождения Иро*, — образование *конуса обводнения* (конификация) (проблема 7-го типа).

*Месторождение Дайми* представляет общую для скважин залежи *U* проблему образования *конуса обводнения* (конификации воды) (проблема 7-го типа).

В залежи *U месторождения Хинта* проявляется тенденция к *каналам* высокой проницаемости (проблема 4-го типа) в вертикальных скважинах и просматривается тенденция к *смещению воды* в нижней части продуктивных пластов в горизонтальных скважинах (проблема 9-го типа).

**Месторождение Тивакуно** показывает общую тенденцию к образованию конуса обводнения (конификации) (проблема 7-го типа).

В результате предложенных технологических мероприятий отбор попутной воды и песка был значительно уменьшен. Соответственно уменьшилась закачка воды и улучшились технико-экономические показатели разработки в целом. Обводненность стабилизировалась на уровне 87%. Водонефтяной фактор составил всего 1,4.

#### **ЛИТЕРАТУРА**

- [1] *Воробьев А.Е., Зарума М.Т.* Совершенствование природоохранных методов разработки обводненных месторождений нефти в Эквадоре. — М.: Спутник, 2009.
- [2] *Воробьев А.Е., Джимиева Р.Б., Зарума М.Т. и др.* Современные природоохранные методы освоения месторождений горючего сланца и высоковязкой нефти // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. — 2009. — № 6. — С. 52—55.
- [3] *Зарума М.Т.* Экологически щадящая разработка обводненных месторождений в Эквадоре // Вестник РУДН. Серия «Инженерные исследования». — 2009. — № 3. — С. 30—36.

## **DEVELOPMENT IN ECUADOR OIL IRRIGATION CONSERVATION PRACTICES**

**A.E. Vorobyev, M. Zaruma**

Peoples' Friendship University of Russia  
*Ordshonikidze str., 3, Moscow, Russia, 115419*

We studied: the need for environmental technology development flooded oil fields in the Ecuador; mechanism of the oil recovery; various problems ingress of water in oil wells; the distribution of water saturation.

**Key words:** oil, water saturation, mechanism, environment, ecology, technology, methods of oil production, the mine.