

**Предварительная оценка потенциала ордовикских отложений лицензионного участка на Севере Африканского континента**  
*А.И. Куриллов (Ingenix Group)*

**Введение**

В связи с открытием в последнее время целого ряда крупных месторождений нефти и газа на территории современной Сахары, древние ордовикские отложения вызывают все больший интерес.

Район исследований расположен на территории Алжирской Народной Демократической Республики. Компанией-оператором является совместное российско-алжирское предприятие. На территории лицензионного участка были проведены масштабные геолого-разведочные работы: поставлена сейморазведка 2D в объеме более 1000 пог км, переработаны и переинтерпретированы съемки прошлых лет (около 5000 пог км), заложены и пробурены первые разведочные скважины. В итоге было открыто три месторождения (нефтяное, газоконденсатное и нефтегазоконденсатное). Основные залежи приурочены к терригенным отложениям ордовикского возраста с глубиной залегания -2500 до -2800 м. С целью изучения геологического строения позднее была отстреляна 3D сейморазведка площадью более 1000 км<sup>2</sup>, в новых разведочных скважинах проводились расширенные геофизические исследования дополнительно включавшие комплексы MDT и FMI, получены данные ВСП по 14 скважинам. На текущую дату в пределах Блока пробурено 30 скважин (+ 2 вторых ствола), Из них 16 (+1 второй ствол) вскрыли породы докембрийского фундамента.

В данной работе рассматриваются подходы к разработке нефтегазоконденсатного месторождения сложного геологического строения.

**Геологическое строение исследуемого месторождения**

Изучение исследуемого нефтегазоконденсатного месторождения основывалось на комплексном анализе всей имеющейся геолого-геофизической информации, включая данные региональной геологии.

Основной продуктивный пласт относится к терригенным отложениям ордовикского возраста прибрежно-морского генезиса и состоит из двух циклитов. Отложения нижнего циклита заполняли наиболее глубокие элементы рельефа и на сегодняшний день фиксируются только в юго-западной части участка. Они водоносны во всех скважинах. В прибрежной зоне накапливался грубый терригенный материал, образовавший плохосортированную и низкопроницаемую породу. В основном, это отложения склонов и временных потоков (дельтовых, пролювий), периодически промываемые морем. Интенсивная гидродинамическая деятельность способствовала выносу мелкого материала, но скорость привноса грубого материала была высока, так как на северо-востоке исследуемого месторождения располагалось крупное палеоподнятия, являющееся областью денудации. Отложения верхнего циклита накапливались в условиях, когда наиболее крупные понижения рельефа были уже заполнены. Основным источником материала служил абразивно-денудационный берег с небольшими водными потоками, создающими конуса выноса типа гилбертовой дельты, осадки перерабатывались волновыми процессами, штормами и вдольбереговыми течениями. Общая мощность пласта меняется от 15 до 170 м, увеличиваясь в юго-западном направлении.

Согласно описаниям керна коллекторы представлены преимущественно песчаниками с межзерновым типом порового пространства. Характер кривых по ГИС (ГК) во всех скважинах, где верхний циклит пласта III-2 вскрыт полностью, однотипен. Формально тип разреза проградационный, что выражается уменьшением радиоактивности вверх по разрезу, и соответствует увеличению доли кварца в породе. Одновременно происходило увеличение степени сортировки и, соответственно, улучшение фильтрационно-емкостных свойств. ФЕС коллекторов средние и низкие. Среднее значение проницаемости по керну 0,4 мД, пористость до 12,6% при среднем значении 5,2%.

Исследуемое месторождение расположено в зоне значительной тектонической активности. Региональная система разломов пересекает площадь исследования в субширотном направлении и представляет собой шовную зону горизонтального сдвига. По сейсмическим данным основное нарушение прослеживается от фундамента до самых верхних частей разреза (граница герцинского несогласия), что свидетельствует о герцинском возрасте последнего обновления системы. По простирацию плоскость основного нарушения осложнена с обеих сторон короткими оперяющими кулисообразными нарушениями, которые ориентированы как в направлении северо-восток-юго-

восток, так и в направлении северо-запад-юго-запад, визуально образуя в плане крестообразную, ромбовидную систему с центром на плоскости основного нарушения (рис. 1а). Наиболее отчетливо данный рисунок просматривается на уровне отложений верхне-силурийского и нижнедевонского возраста. Такая система взаимно перпендикулярных кулис могла быть сформирована в результате сменяющих друг друга ориентировок осей напряжений. В горизонтальном направлении движения вдоль основного нарушения происходили как левостороннем, так и в правостороннем направлении. В интервале отложений ордовикского возраста прослеживается также система нарушений, пересекающая изучаемую площадь в направлении с юго-востока на северо-запад под углом около  $45^{\circ}$  к основному разлому.

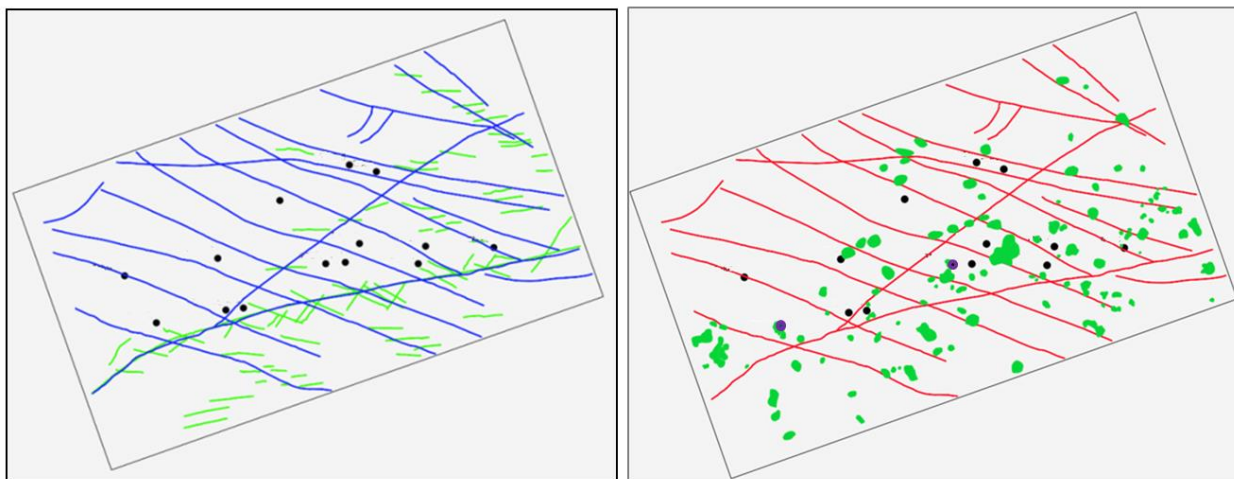


Рис1. Схема закартированных тектонических нарушений (а) и выделенных интрузивных тел (б) Условные обозначения: тектонические нарушения в отложениях ордовикского возраста: синий цвет (а), красный цвет (б); тектонические нарушения в отложениях силурийско-девонского возраста: зеленый цвет (а); интрузивные тела: зеленый цвет (б)

В нижней части осадочного чехла по характеру волновой картины были выявлены и закартированы геологические объекты необычной формы (рис.1б,2) с размерами в плане от 200 м до 2000 м (средний диаметр около 650 м). Данные тела приурочены к магматическим интрузиям, что подтверждено результатами бурения двух скважин. На сейсмическом разрезе они характеризуются яркими амплитудными аномалиями, которые обусловлены резким скачком акустических характеристик на границе терригенных пород и интрузивов. Наблюдаемые аномалии, так или иначе, расположены симметрично разрывным нарушениям и протягиваются параллельно им, что свидетельствует о связи с разрывной тектоникой.

Вопрос времени образования интрузивов остается открытым. Фотографии керна не позволяют с высокой точностью идентифицировать контакт с осадочными породами как «горячий» или «холодный», хотя ряд признаков говорит в пользу «холодного» контакта: отсутствие видимых изменений пород в зоне соприкосновения и наличие обломков интрузии во вмещающих отложениях. Эта информация позволяет предположить, что магматические тела на момент накопления осадков продуктивного пласта III-2 уже существовали и представляли собой останцы потухших вулканов - возвышенностей в рельефе морского дна. По данным анализа керна интрузии представлены щелочными базальтами с миндалекаменной текстурой.

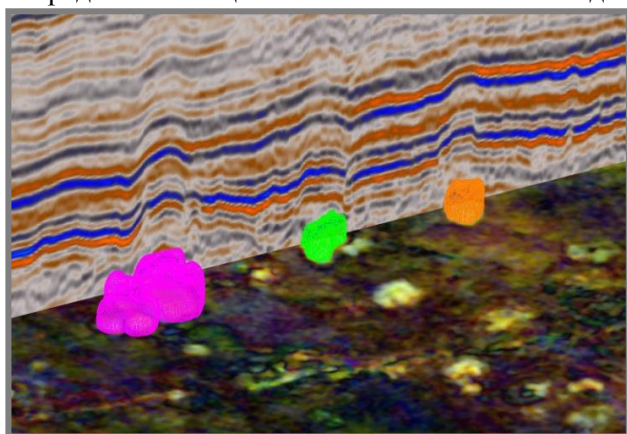


Рис.2. Отображение аномалий, связанных с интрузиями и выделенных объемных тел

### **Сведения о залежи и флюидах**

Испытание продуктивного пласта в скважинах проводилось с применением компоновки внутрискважинного оборудования компании Шлюмберже. Используемые компоновки в зависимости от конструкции скважины условно следует разделить на два типа:

1. с перфоратором на трубах (HSD компании Шлюмберже), для проведения перфорации во время испытания в скважинах с обсаженным забоем;
2. без перфоратора, для использования ее в скважинах, в которых в качестве способа закачивания использовался щелевой фильтр.

В результате испытаний получены притоки нефти 7-45 м<sup>3</sup>/сут, газа 32-310 тыс.м<sup>3</sup>/сут, конденсата 12-35 м<sup>3</sup>/сут и воды 2-24 м<sup>3</sup>/сут. Коэффициенты продуктивности составили 0,13-2,4 м<sup>3</sup>/сут/атм., проницаемость по ГДИ оценивается от 0.34 мД до 17.6 мД. При выводе скважины на режим естественного фонтанирования за счет, как энергии пластового давления, так и энергии расширения газа газовой шапки, скважина переводилась на режим работы с максимальным диаметром штуцера для очистки призабойной зоны и ствола скважин. Исследование скважин проводилось на установившихся режимах с увеличением диаметра штуцера от меньшего к большему. Продолжительность работы скважины на каждом из режимов составляла несколько часов. По завершению проведения исследования каждого интервала на 3-4 различных диаметрах штуцера скважина закрывалась на КВД.

Сведения о составе и свойствах пластового газа и конденсата получены в результате исследований рекомбинированных образцов (нестабильного конденсата и газа сепарации) из скважин:  $Z_0 = 0,9$ ,  $C_{5+} = 200$  г/м<sup>3</sup>.

В период разведки были отобраны пробы воды. Отложения ордовикского возраста содержат сильно засоленные воды. Минерализация воды равна 111-128 г/л, но может достигать до 200 г/л. Возможно, это связано с водообменом между различными горизонтами в зоне тектонических разломов. Значения pH для воды составило 7,6 при 22,8 °С. Вязкость воды в пластовых условиях 0,3мПа\*с.

Основной объект разработки нефтегазоконденсатного месторождения представляет собой водоплавающую нефтяную залежь с относительно небольшой газовой шапкой (отношение объема газовой шапки к объему нефтяной залежи 0.2). Залежь залегает на а.о. - 2076 м ниже уровня моря, эффективные газонасыщенные толщины достигают в отдельных блоках 20 м, нефтенасыщенные – до 35 м, характеризуется невысокой вязкостью нефти (0.29 сП), легкой нефтью (0,82 г/м<sup>3</sup>) и низкой проницаемостью (средняя – 1.54 мД). Пластовое давление соответствует гидростатическому 24,6 МПа. Газовый фактор 190 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Пластовая температура 120 °С.

### **Варианты разработки**

Расчетные варианты разработки формировались с учетом имеющихся данных об особенностях геологического строения пластов, условиях залегания углеводородов, взаиморасположения и величины выявленных залежей в шести блоках и их запасов.

При выборе системы разработки учитывались, что:

- структура осложнена разломами и интрузиями;
- основные разломы, имеют разные экранирующие свойства;
- блоки, скорее всего, имеет лучшую связанность коллекторов за счет трещиноватости;
- Соотношение объемов нефти и газа по выделенным блокам не пропорциональное (рис.

3).

Стандартный подход к разработке при таком строении залежи не приемлем. В расчеты принимались только достаточно интенсивные варианты освоения месторождения, обеспечивающие инвестиционную привлекательность и удовлетворяющие условию обеспечения максимально возможной добычи в течение первых 14 лет разработки.

План разработки основан на результатах анализа все имеющейся геолого-геофизической информации, исследований пластовых проб газа, конденсата, а также результатах исследований КВД и кернового материала. В связи с тем, что залежь подстилается водой и имеет хорошую связь, предварительно были рассмотрены возможности разработки залежей на естественном режиме и с различными системами поддержания пластового давления, исходя из классических представлений [1,2]. Для систем ППД соотношение добывающих и нагнетательных скважин определялось исходя из физических свойств пластов, флюидов и соотношения мощности водяной, нефтяной и газовой частей залежи.

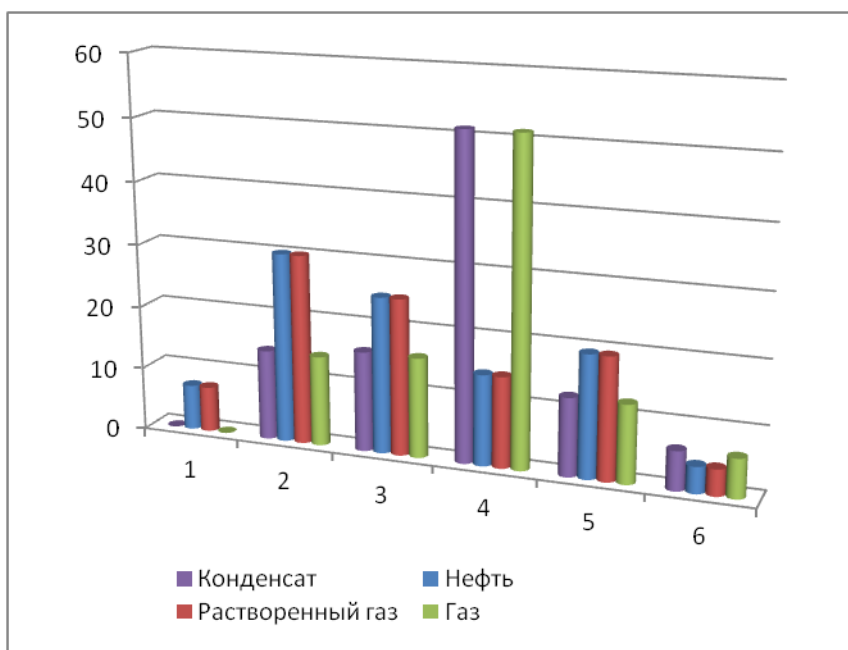


Рис.3. Распределение долей запасов УВС по блокам

В результате проведенных расчетов по 150 вариантам предложена оптимальная система разработки: комбинированная с системой горизонтальных, наклонных скважин и боковых стволов из уже пробуренных разведочных скважин с горизонтальным окончанием (с мини ГРП). Наклонные скважины и боковые стволы предназначены для отбора газа и конденсата. Горизонтальные скважины закладываются на нефтяную оторочку. Горизонтальные стволы длиной 500-600м без стимуляции ГРП. Размещение скважин производится в зонах пласта с максимальными  $k_h$ , расстояние между скважинами неравномерное. Предлагается осуществление разработки без ППД. Основные показатели в целом по месторождению приведены на рис.4.

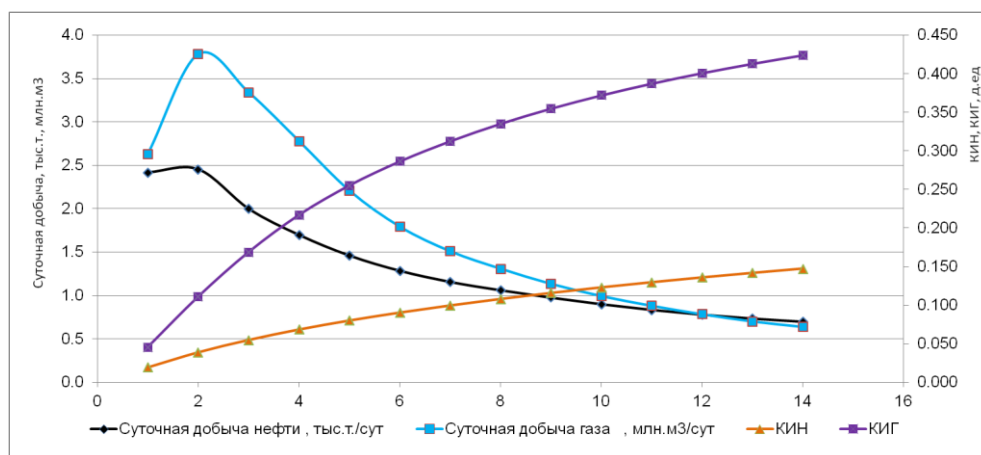


Рис.4. Основные показатели в целом по месторождению

### Заключение

В результате выполненной работы на основании анализа всей геологической, геофизической и промысловой информации для разработки газонефтеконденсатной залежи с 6 тектонически-экранированными блоками выбраны наиболее оптимальная, индивидуально для каждого блока система разработки.

### Литература

1. Гавура В.Е. Геология и разработка нефтяных и газонефтяных месторождений, Москва, Недра, 1987 г.
2. Мищенко И.Т., Выбор способа эксплуатации скважин нефтяных месторождений. – М.: «Нефть и газ», 2005.