

УДК 622.276.63

**ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ
РАЗЛИЧНЫХ МЕТОДОВ ПО ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ
НА МЕСТОРОЖДЕНИИ DELTA NIGER**



**RESEARCH OF EFFICIENCY OF APPLICATION OF VARIOUS
METHODS FOR INTENSIFICATION OF OIL PRODUCTION
ON THE DELTA NIGER OIL FIELD**

Нвизуг-Би Лейи Клуверт

аспирант,
Кубанский государственный
технологический университет
kluivert_dgreat@mail.ru

Аннотация. Добыча нефти в Нигерии, которая занимает первое место в Африке и седьмое в мире по запасам, играет важную роль в национальной экономике. Поэтому исследования, положенные в основу статьи, направлены на анализ повышения эффективности освоения месторождений нефти на месторождении Delta Niger реки Нигер в Нигерии. Месторождение занимает площадь в 45 тыс. кв. акров в блоках OPL 216 и OPL 217. Запасы месторождения оценены в 800 млн. баррелей или 128 млн тонн нефти. Пиковая добыча составляет 250 тыс. барр./сут. Оператором месторождения Delta Niger на нигерийском шельфе является «Chevron Техасо».

Ключевые слова: текущее состояние разработки месторождения Delta Niger; анализ эффективности осуществляемой системы разработки месторождения Delta Niger; обоснование вариантов разработки, технологий и рабочих агентов для воздействия на пласт; анализ эффективности проведения солянокислотных обработок на месторождении Delta Niger; анализ эффективности проведения пенокислотной обработки; определение, сущность и эффективность воздействия; технологический процесс закачки пенокислоты.

Nwizug-bee Leyii Kluivert

postgraduate student,
Kuban state technological university
kluivert_dgreat@mail.ru

Annotation. Oil production in Nigeria, which ranks first in Africa and seventh in the world in reserves, plays an important role in the national economy. Therefore, the studies underlying this article are aimed at analyzing the increase in the efficiency of oil field development at the Delta Niger field of the Niger River in Nigeria. The deposit covers an area of 45 thousand square meters. acres in blocks OPL 216 and OPL 217. The reserves of the field are estimated at 800 million barrels or 128 million tons of oil. Peak production is 250 thousand barrels per day. The operator of the Delta Niger offshore Nigeria is «Chevron Texaco».

Keywords: current state of development of the Delta Niger oil field; analysis of the effectiveness of the ongoing Delta Niger oil field development system; substantiation of development options, technologies and working agents for stimulating the formation; analysis of the effectiveness of hydrochloric acid treatments at the Delta Niger field; analysis of the effectiveness of the foam acid treatment; definition, nature and effectiveness of the impact; foam acid injection process.

Введение

В настоящее время большинство эксплуатируемых нефтяных месторождений в Нигерии расположены в море (в дельте реки Нигера и глубоководной части гвинейского залива). На суше имеется небольшое количество нефтяных месторождений.

Одна из основных задач при разработке нефтяных месторождений заключается в максимально возможном извлечении природных запасов нефти из недр Земли. Повышение конечной нефтеотдачи разрабатываемых залежей и увеличение темпов отбора нефти в значительной степени достигаются за счёт массового внедрения методов интенсификации добычи нефти.

Все мероприятия по интенсификации добычи нефти направлены на увеличение или восстановление проницаемости призабойной зоны и соединение её с более проницаемыми трещиноватыми нефтенасыщенными участками пласта.

Необходимость применения различных методов воздействия на призабойную зону скважин во многом связана с несовершенством способов вскрытия продуктивных пластов бурением. Особенно это относится к пластам с плохими коллекторскими свойствами и низким пластовым давлением. Чем меньше будет ухудшаться проницаемость призабойной зоны в процессе бурения, тем меньше будет появляться необходимость применения методов обработки призабойной зоны скважины.

Как показывает опыт применения методов воздействия на призабойные зоны скважин в Нигерии, 30–40 % обработок по скважинам оказываются неэффективными или малоэффективными. В основном это обуславливается неправильным выбором метода воздействия для конкретной скважины и пласта или несоблюдением рекомендуемых параметров при проведении процесса обработки.

Общие сведения по месторождению Delta Niger

Месторождение Delta Niger расположено в Гвинейском заливе и тянется через всю территорию области дельты Нигер (рис. 1). От эоцена до настоящего времени дельта расположилась в юго-западном направлении, образуя пояс залежей, где и происходят наиболее активные разработки на всех этапах развития.

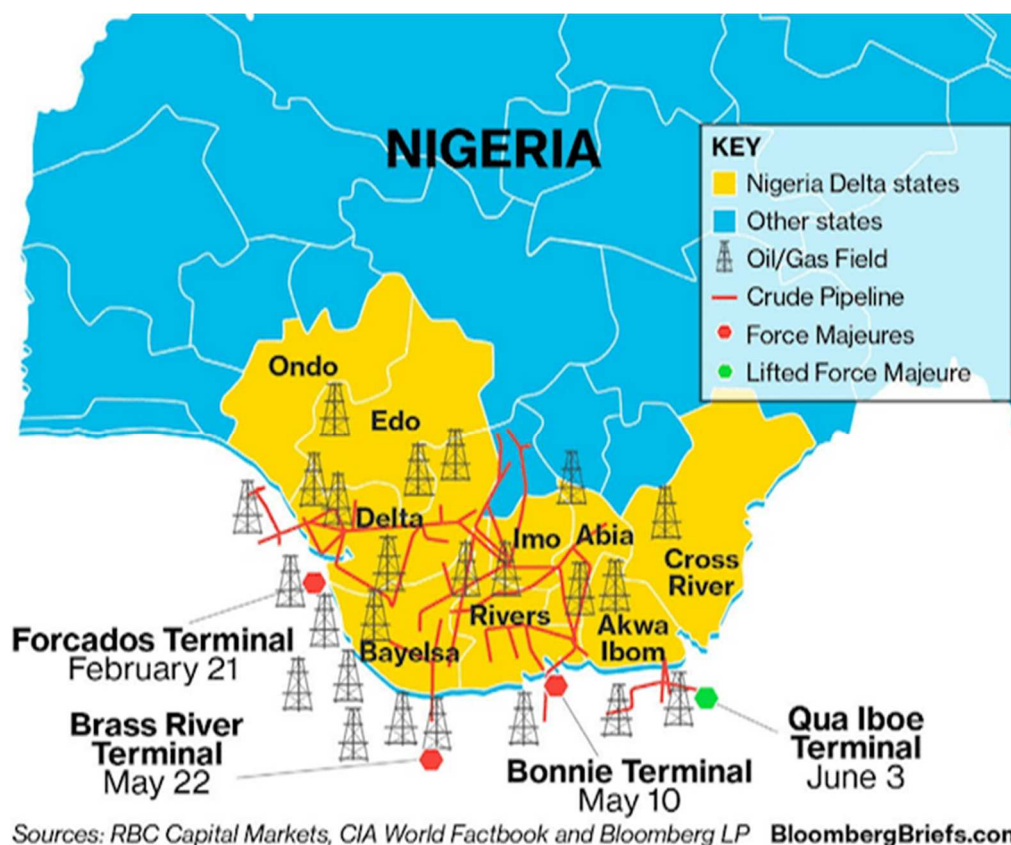


Рисунок 1 – Обзорная карта региона Niger Delta

Месторождение Delta Niger образовалось с формированием впадины Бенуэ-Абакилики в ранний меловой период как рукав разрушенного тройного перехода, который ассоциируют с открытием Южной Атлантики в определении и описании третичной стратиграфии дельты Нигера, признанной тремя формациями. При определении и описании третичной стратиграфии дельты Нигера были признаны три образования. В порядке возрастания, это образования Аката, Агбада и Бенин, относящиеся к морской, переходной и континентальной средам, соответственно. Эти литофации являются диахронными, проходящими через дельту Нигера, и стратиграфическая последовательность, как говорят, и представляет из себя общую укрупнённую восходящую последовательность толщиной более 12000 м. Образование Акаты – это, как правило, открытый морской и продельтовый, с тёмно-серыми сланцами линзовидных залежей из иловых камней и песчаников. Эта часть не разработана на большей части дельты и не была разбурена, за исключением краев Дельты.

Параллельное/переходное образование Агбада, которое поверхностно формирует Акату, состоит из циклического укрупнения восходящей регрессивной последовательности, возникающей в результате смещения рукава дельты и изоляции. Он состо-

ит преимущественно из береговых и канальных песков с незначительными отложениями сланца в верхней части и чередованием песков и сланцев в равной пропорции в нижней части (рис. 2).

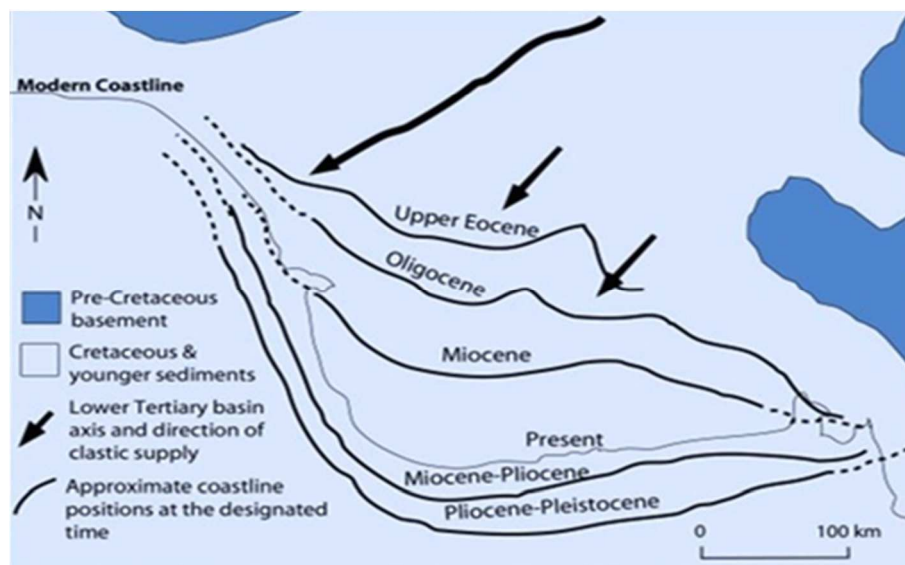


Рисунок 2 – Карта расположения бассейна дельты реки Нигер

Мощная толща отложений дельты Нигера может рассматриваться как состоящая из трёх единиц. Основная единица, прежде всего, состоит из морских сланцев и называется формацией Аката.

Эта единица также включает некоторые прослои песка, которые, как думают, являются континентальным наклонным каналом, заполненным турбидитами. Толщина формации Аката изменяется от 600 до вероятно более чем 6000 м. Залегающая параллельно последовательность отложений формирует формацию Агбада, которая состоит из переслаивающихся песков и сланцев с толщиной приблизительно от 300 до 4500 м. Формация Агбада состоит из многочисленных несогласных регрессивных циклов, из которых песчаные части составляют главные бассейны углеводородов, и сланцев покрывающей породы. Самая верхняя единица – Бенинская формация состоит из флувиальных осадков с прослоями гравия и песков. Эта единица является самой толстой в центральной области дельты (2100 м).

В формации Аката быстрое смещение песка по краю дельты по кровле недоуплотнённых глин закончилось развитием большого количества конседиментационных гравитационных разломов. Эти так называемые «разломы нарастания» также известны на американском побережье. Интервал между последовательными разломами нарастания уменьшается с увеличением наклона осадкообразования или увеличением смещения по падению.

Название разлом нарастания происходит из факта, что после его формирования разлом остаётся активным, и таким образом позволяют более быстрое отложение осадка в нисходящей части относительно блока взброса. Отношение толщины данной стратиграфической единицы в блоке взброса называют индексом роста, который в Нигерии может быть столь же высок как 2,5. Амплитуда разлома на уровне формации Аката часто достигает нескольких тысяч футов. Увеличенное отложение осадков по разлому вызывает вращательное движение, которое наклоняет прослои к разлому. Таким образом, антиклинальные структуры сформированы по разломам. В то же время приблизительно 25 месторождений нефти в дельте Нигерии в основном не имеют разломов.

Более обычный случай представляют области, в которых вторичные трещинные ответвления разлома пересекают структуру, сформированную региональным разломом. Приблизительно 70 зон имеют этот тип и около 10 дополнительных зон – простые антиклинали с одним или противоположно ориентированными разломами. Приблизительно в 20 зонах прибрежной области дельты Нигерии намного больше мощных разломов, чем в вышеупомянутых зонах. Типичный разлом имеет разваленный тип гребня с рядом близко расположенных разломов нарастания и рядом обычных разломов.

Качество песчаного коллектора сильно зависит от фациальной обстановки процесса осадконакопления и глубины залегания. Многие коллекторы представляют барьерный бар или разросшийся точечный бар. Пески коллектора толщиной более 15 м имеют обычно сложную природу, состоят из суперналожений песков, отложившихся в тех же самых или различных обстановках осадконакопления.

Многие коллекторы являются гетерогенными. Их общее происхождение – часть барьера, сокращенный канал рукава дельты на том же самом стратиграфическом уровне. Проницаемость коллекторов является переменной, часто составляя несколько Дарси.

Территория реки Дельта протяженностью 12 км охватывает площадь 75000 км² на юге Нигерии и залив Гвинея на шельфе Нигерии. Эта территория содержит 12-е по величине известное накопление извлекаемых углеводородов, запасы которых превышают 34 миллиарда баррелей нефти и 93 триллиона кубических футов газа. Эти месторождения были разделены на три крупномасштабные литостратиграфические единицы: основой палеоцен до последних про-дельта фаций Акатинской свиты; эоцен до фаций, образовавшихся вдоль морского берега Агбадской свиты, и олигоцен – речные фации Бенинской свиты.

Геолого-геофизическая характеристика месторождения

Месторождение Delta Niger расположено в юго-западной части дельты Нигера. Открыто в 1965 году, после окончания работ скважины Дельта-1, стало ориентировано на структурную перспективу, и месторождение было открыто для производства в 1968 году. Пиковая добыча нефти достигла 45000 баррелей нефти в день в феврале 1979 года и снизилась до 38000 баррелей нефти в сутки с 25 скважин (по состоянию на июль 2000 года). Совокупная добыча нефти с месторождения составляет 246 миллионов баррелей нефти, а оставшиеся запасы оцениваются в 147 миллионов баррелей нефти.

Характеристика геологического строения

Месторождение разделено на 2 основных тектонических участка Западный блок 1 протягивается относительно восточного блока 2 вдоль основного разлома (рис. 3) Третий блок тектонического участка в северо-восточной части месторождения, определенный небольшим выступом, не имеет коммерческих запасов нефти. Скважины месторождения Delta Niger обычно пробурены до нижних частей Агбадской свиты и ориентированы на структурный объект в середине пласта. Только несколько скважин были зарегистрированы в Бенинской свите, содержащей пресноводные насыщенные пески.

Из 37 скважин, пробуренных на месторождении, 14 вертикальных и 23 наклонных (5 из этих наклонных скважин становятся горизонтальными на глубине). Двенадцать скважин расположены на тектоническом участке 2 (рис. 3D). Одна скважина на тектоническом участке 2 представляет собой водонагнетательную скважину, которая используется для обеспечения поддержки давления. Дополнительные горизонтальные скважины были недавно пробурены для решения проблемы водопроницаемости при добыче скважин и оптимизации производства на основе результатов моделирования пласта. В настоящее время на месторождении открыто 53 продуктивных пласта.

Порода и нефтенасыщенные пласты

Для месторождения Delta Niger основной материнской породой является формация Аката с образованием Агбада, выступающие пластовой породой (рис. 4). Однако переполненность сланцами нижней Агбадской свиты также можно считать пластовой породой. Изучение материнских пород по всей дельте в 1980 году показывает, что общий уровень содержания углеводорода колеблется от 0,4 до 14,4 %. В других исследованиях сообщалось только об общих значениях, достигающих 5,2 % со средним показателем в 2,4 %. В других работах, занимавшихся изучением общих органических углеродов в песчаниках, алевролитах и сланцах, показано общее количество органических углеродов, составляющее от 1,4 до 1,6 %, и отмечается, что общий уровень содержания углеводородов со временем сокращается.

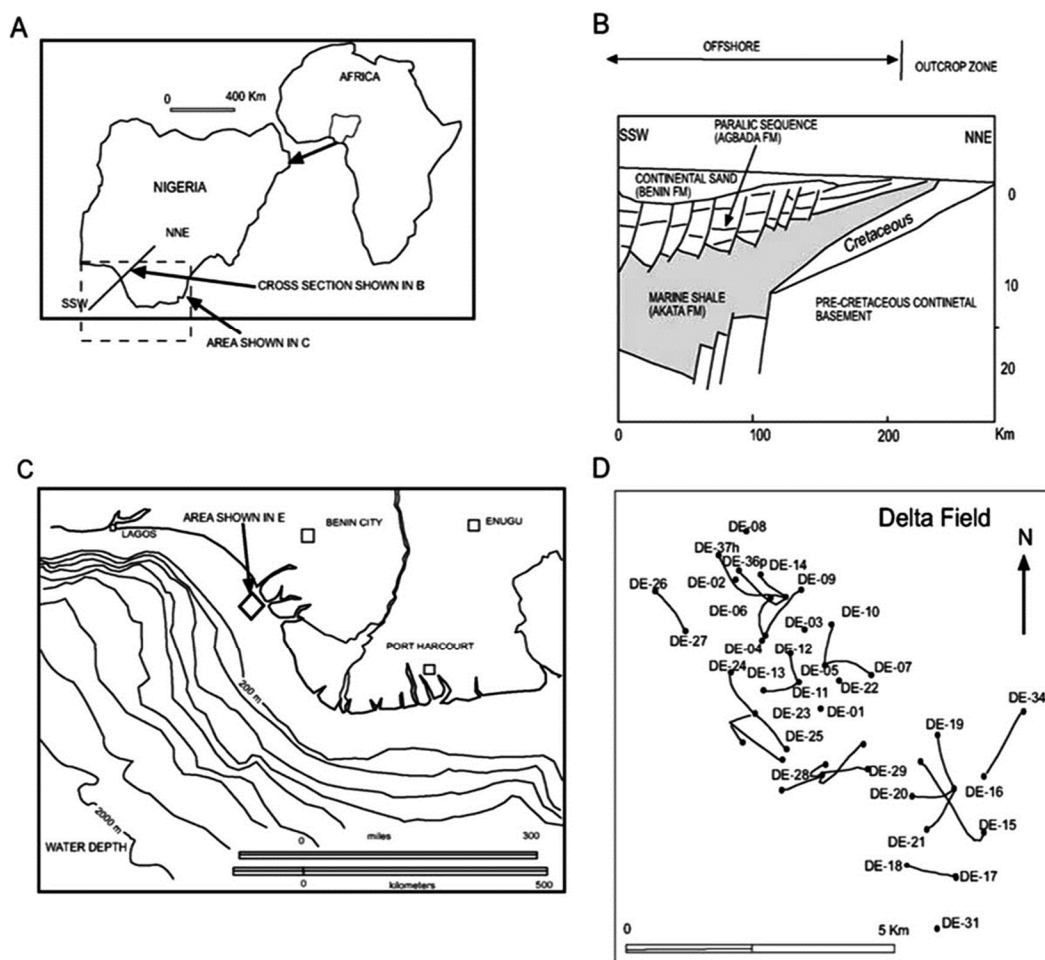


Рисунок 3 – Схема расположения области исследования:
 А – расположение бассейна дельты Нигера; В – поперечное сечение дельты Нигера (см. расположение поперечного сечения в А); С – карта расположения месторождения Delta Niger;
 D – расположение скважин на месторождении Delta Niger

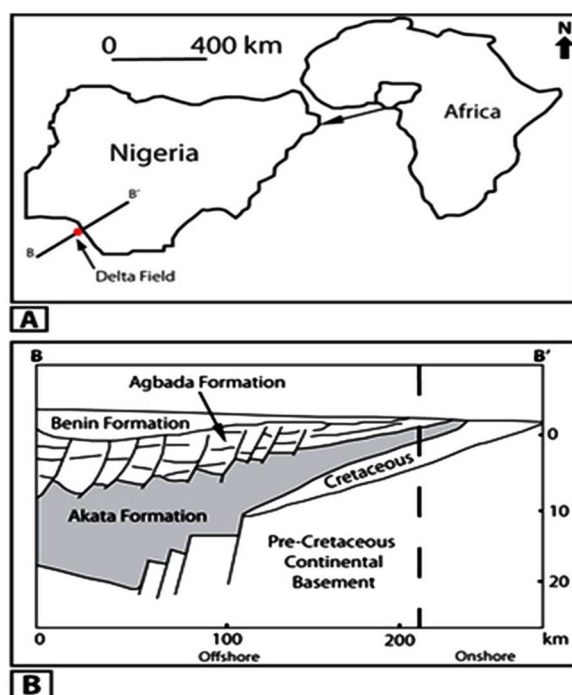


Рисунок 4:
 (А) – месторождение Delta Niger, расположенное в дельте реки Нигер;
 (В) – геологический разрез месторождения Delta Niger

Установлено, что наибольшие толщины коллекторов, состоящие из большого числа проницаемых пропластков, разобъённых прослоями глин, приурочены к северной – северо-восточной частям единой залежи. Вверх по восстанию пород и к бортам залежи сравнительно монолитные пакки видоизменяются за счёт увеличения содержания в них глинистого материала. Такое изменение выражается, в первую очередь, в расслоении пачек, в связи с чем возрастает число изолированных проницаемых прослоев. На рисунке 5 представлена структурная карта кровли коллектора месторождения Delta Niger.

Верхняя часть Агдадской свиты определяется как основание пресноводных песков на высоте около 3000 футов ниже уровня моря. Основание пласта, которое не проникает в скважины, лежит на высоте более 8000 футов ниже уровня моря. Таким образом, формация Агдада имеет толщину более 5000 футов, находясь под месторождением Delta Niger.

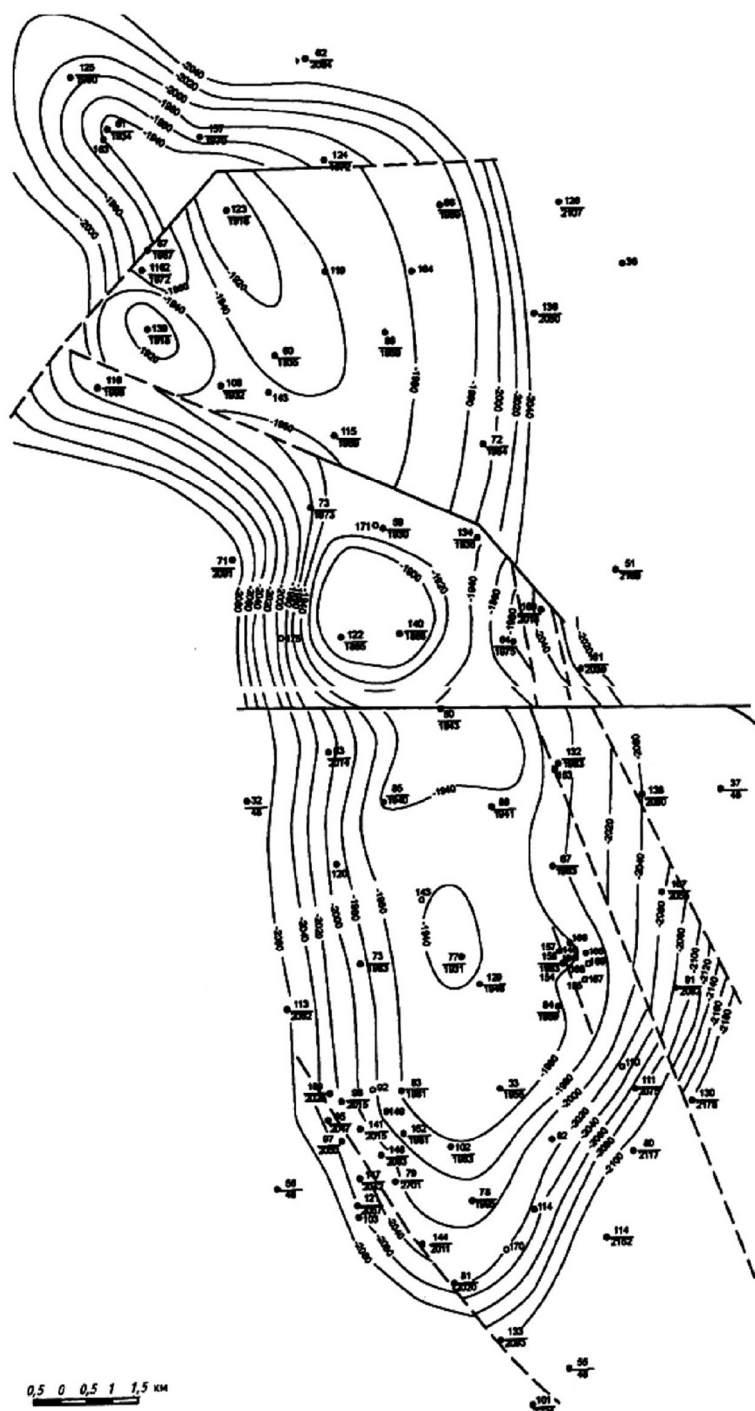


Рисунок 5 – Структурная карта кровли коллектора месторождения Delta Niger

Данные, используемые для этого исследования, были взяты у компании «Chevron Nigeria» (подразделение «Chevron Texaco Overseas»), включает в себя геологический разрез 36 скважин и трёхмерный сейсмический куб прилегающей области месторождения Delta Niger. Также был использован биостратиграфический отчёт по скважине Дельта-2. Были отображены 10 стратиграфических поверхностей и их основные недостатки; 5 стратиграфических поверхностей были основными поверхностями разрешения, а остальные 5 были почти горизонтальными поверхностями между этими разрушаемыми поверхностями. На рисунке 6 показано изображение образцов и границы, наблюдаемые в сейсмических сечениях вблизи месторождения Delta Niger.

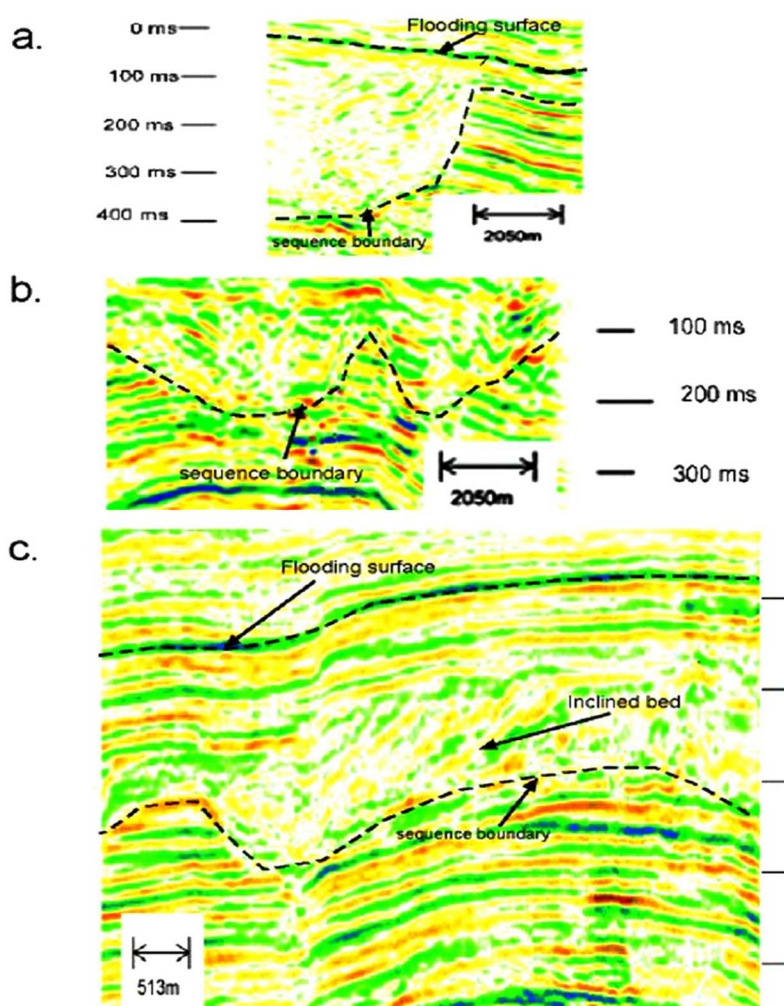


Рисунок 6 – Изображение образцов и границы, наблюдаемые в сейсмических сечениях вблизи месторождения Delta Niger: А, В – изображения в области разреза границ; С – слои, перекрывающие границы

Стратиграфические различия в формировании месторождения Delta Niger формации Агдады отражают регрессию осадочных сред в бассейне дельты Нигера; в широких пределах от более мелкозернистых отложений более глубоко в скважинах, расположенных непосредственно над нижележащими сланцами Аката (более высокие значения метода гамма-каротажа), до более крупнозернистых отложений в скважинах ниже вышележащей Бенинской свиты (значения метода гамма-каротажа). Верхняя часть Агдадской свиты определяется как основание пресноводных песков на высоте около 3000 футов ниже уровня моря. Основание пласта, которое не проникает в скважины, лежит на высоте более 8000 футов ниже уровня моря. Таким образом, формация Агдада имеет толщину более 5000 футов, находясь под месторождением Delta Niger. Метод гамма-каротажа показывает вертикальные вариации от десятков до нескольких сотен футов, наложенные на пластовые шкалы, которые регистрируют чередование между песчаными и т.д.

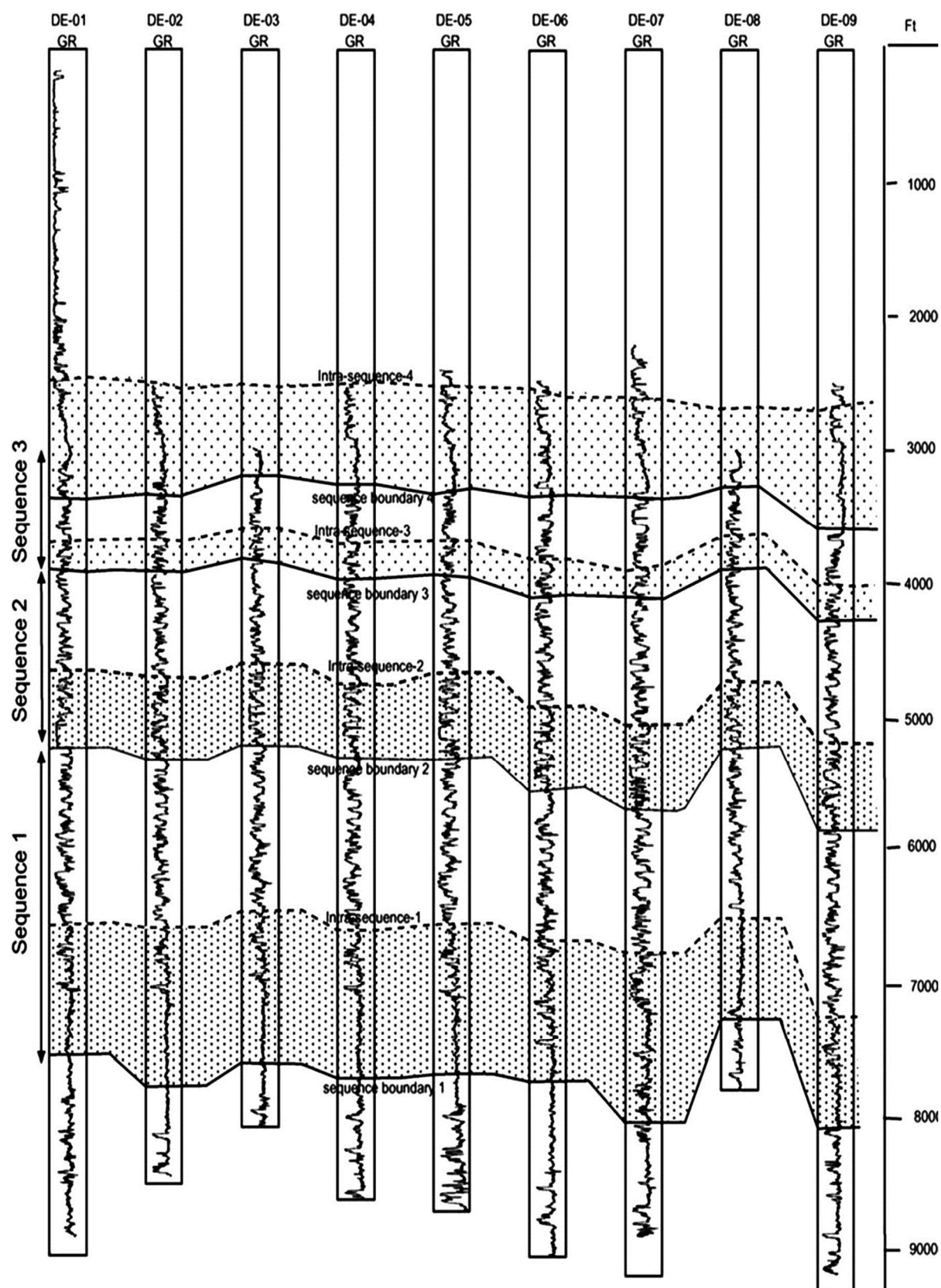


Рисунок 7 – Корреляционная диаграмма гамма-облучения геологического разреза месторождения Delta Niger; модели геологических разрезов, показывающие общие тенденции восходящего движения и общее уменьшение толщины последовательности вверх

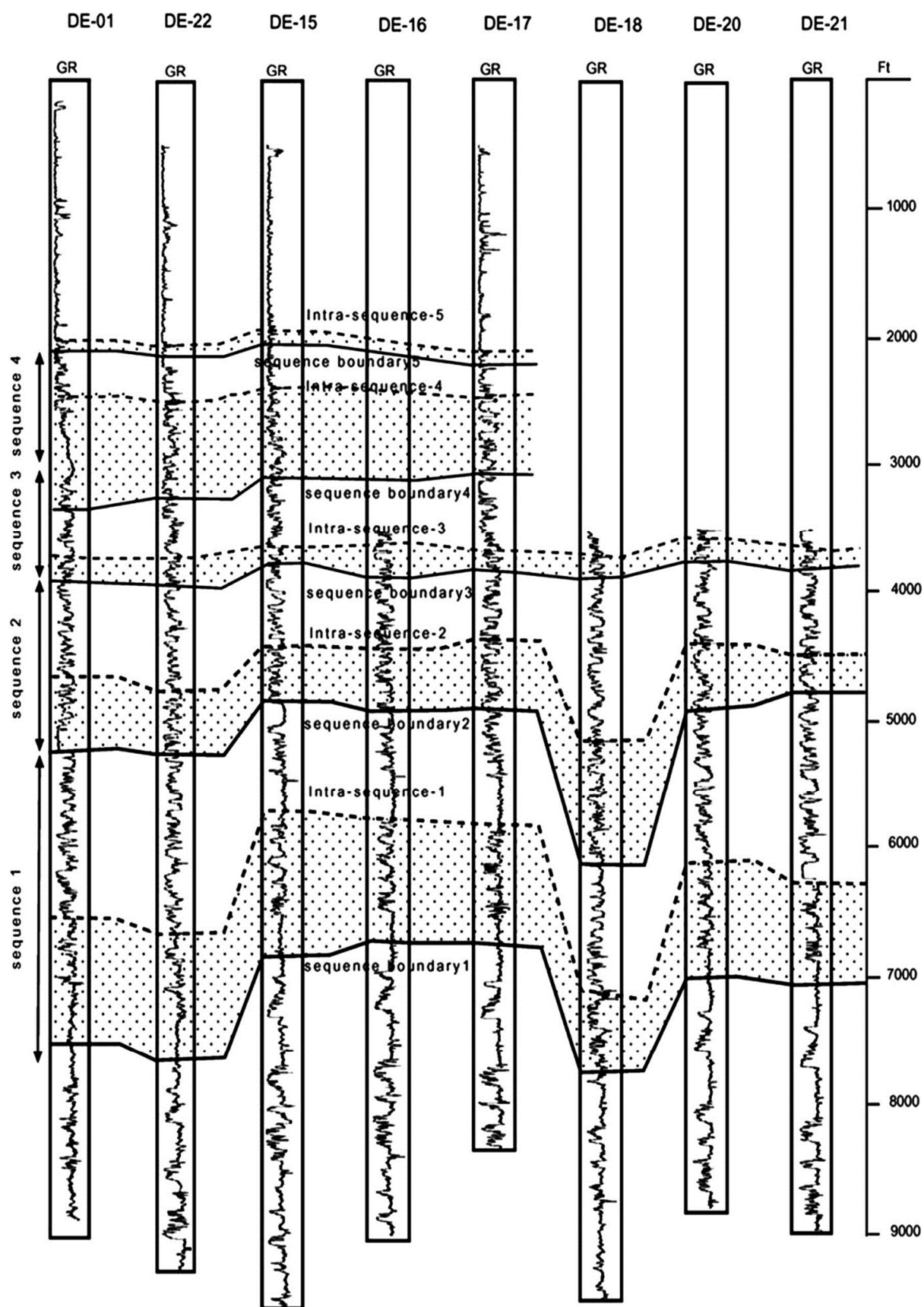


Рисунок 8 – Стратиграфические различия в формировании месторождения Delta Niger

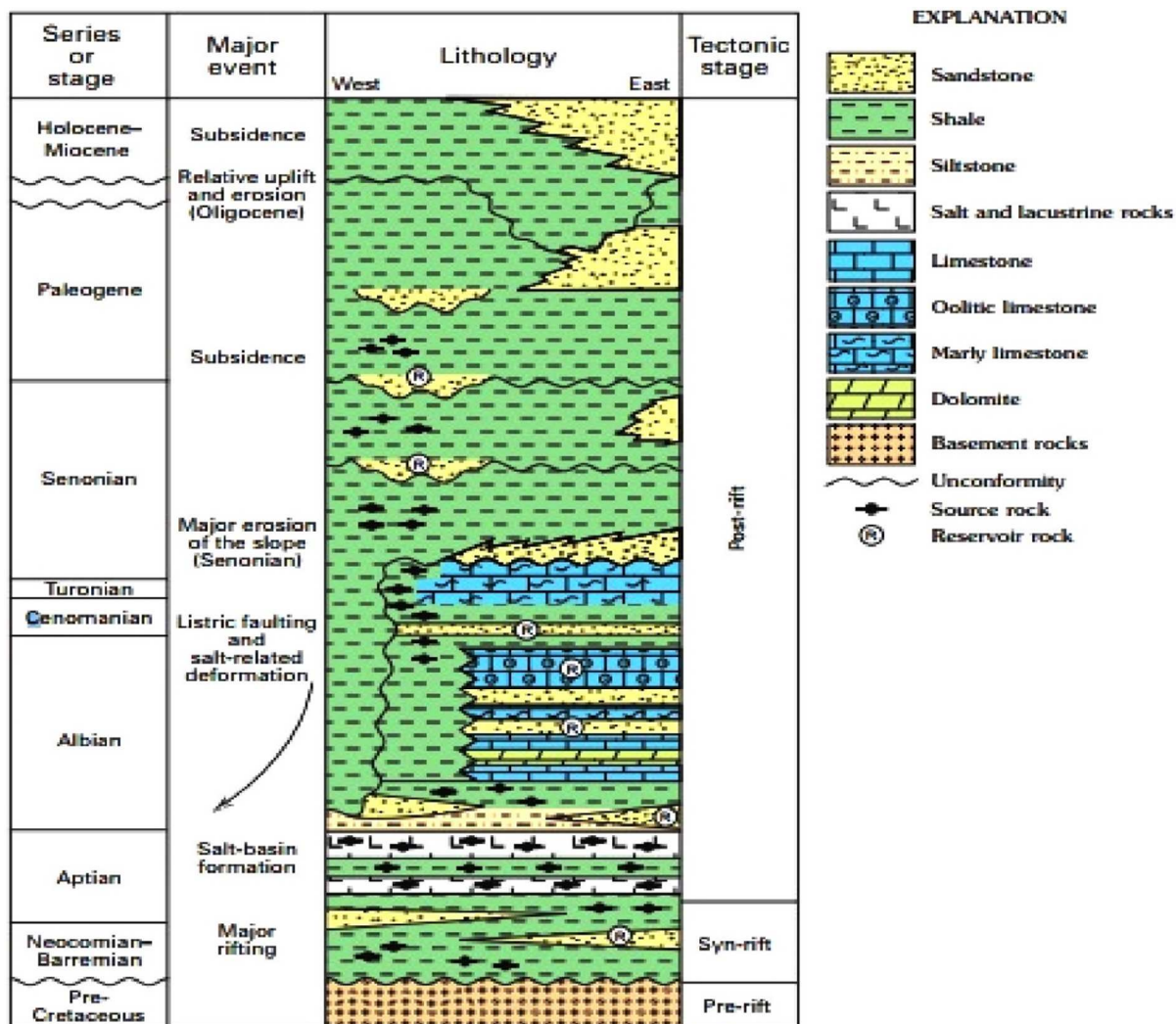


Рисунок 9 – Сводный литолого-стратиграфический разрез отложений месторождения Delta Niger

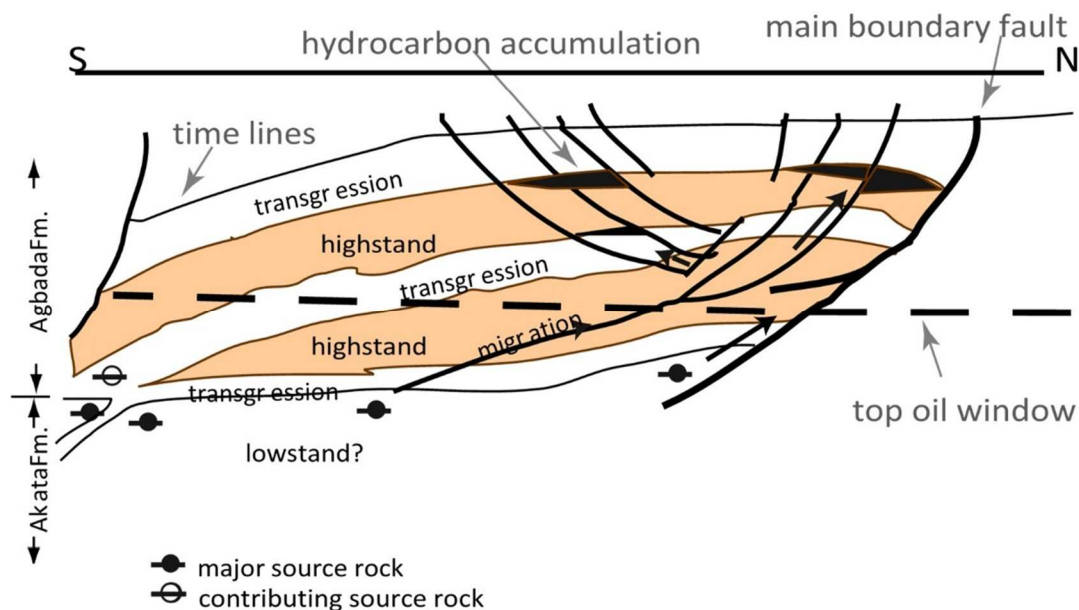


Рисунок 10 – Стратиграфический разрез центральной части месторождения Delta Niger, показывающий отношение материнской породы, путей миграции и углеводородных ловушек, связанных с разломами; основной недостаток – разделение границ мегаструктуры, которые представляют собой крупные разрывы

Имеются предположения, что нижнемеловые сланцы месторождения Delta Niger были исходной нефтематеринской породой. Эти меловые отложения никогда не вскрывали бурением ниже дельты из-за большой глубины. Поэтому не существует каких-либо данных об их потенциале как материнской породы. Миграция нефти из меловых отложений в бассейны формации Агбада требовало бы запутанной сети разломов, поскольку сланцы Аката достигают толщины более 6000 м. Данные о наличии такой сети разломов отсутствуют. К тому же химический состав нефти не подтверждает очевидность гипотезы о материнских породах мелового периода. Поскольку данные прямых геохимических исследований отсутствуют, проверить такую гипотезу на месторождении Delta Niger не представляется возможным.

Характеристика продуктивных пластов месторождения Delta Niger

Нефть на месторождении Delta Niger содержится в песчаниках и рыхлых песках, преобладающих в отложениях Агбады. Характеристика этих отложений контролируется палеообстановкой их образования и глубиной залегания. Возраст отложений – эоцено-плиоцен, а толщина составляет от 15 до более чем 45 м. Более мощные отложения, вероятно, представляют сложные системы каналов. Основываясь на геометрии бассейна и характеристике пород, американский учёный Кульке описывает наиболее важные типы отложений как одиночные бары, каналы, кулисообразные бары барьера, периодически сокращенные заполненные песком каналы. Эдвардс И.Д. и Сантогресси Р.А. описывают первичные отложения месторождения Delta Niger и дельты Нигера в целом как миоценовые песчаники с пористостью 40 %, проницаемостью 2 Дарси и толщиной 100 м. Боковое изменение в толщине бассейна уверенно контролируется разломами, причём бассейн утолщается в пределах блока типа сброс.

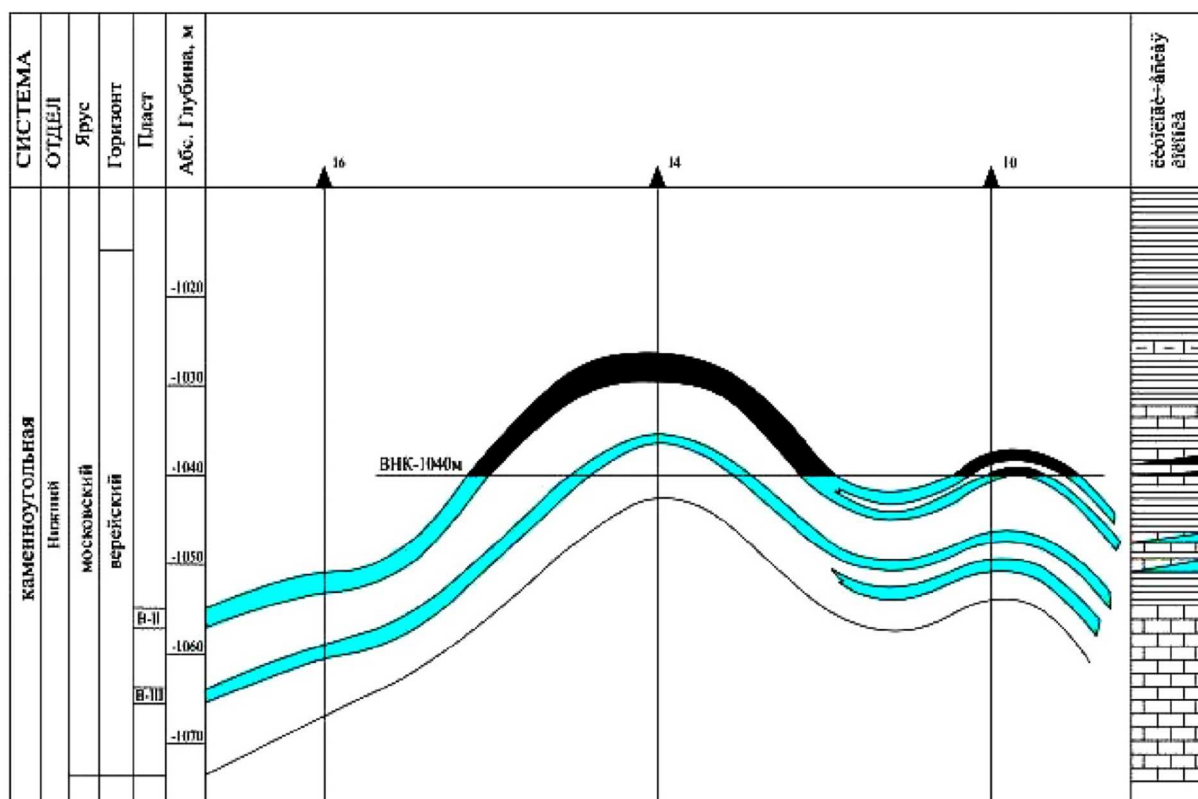


Рисунок 11 – Геологический профиль отложений верейского горизонта

Размер зёрен песчаника бассейна сильно изменчивый – от речных песчаников, имеющих тенденцию быть более грубыми, чем их аналоги фронта дельты, до точечных баров и баров барьера, которые имеют лучшую сортировку зёрен. Большая часть песчаника почти неконсолидирована, некоторая содержит незначительное количество глинистого цемента. Пористость отложений уменьшается с глубиной и изменением

термобарических условий комплекса Дельты. Во внешней части Дельты сложные, глубоководные пески. Отложения глинистых песчаников и проксимальные мулты создают перспективные в отношении нефтегазоносности бассейна.

Разрез продуктивной толщи пласта Дел₁ по выдержанности и мощности отдельных песчано-алевролитовых пластов в большинстве скважин весьма чётко подразделяется на две литологические пачки: нижнюю и верхнюю. В верхней части разреза наблюдается чередование пластов-коллекторов с глинистыми породами – глинами и глинистыми алевролитами.

Песчаники верхней пачки отличаются резкой литолого-фациальной изменчивостью, линзовидностью, полным выклиниванием и несопоставимостью разрезов даже в соседних скважинах, т.е. на расстоянии в несколько сотен метров. Толщины отдельных песчаных пропластков меньше, чем в нижней пачке, и, как правило, не достигают 20 м.

Нижнюю часть продуктивной толщи слагают песчано-алевролитовые породы с подчинёнными глинистыми прослоями, не выдержанными по простиранию, что позволяет считать эту часть разреза единым резервуаром.

Таблица 2 – Геолого-физическая характеристика месторождения Delta Niger

Параметры	Объекты разработки	
	Залежь 1	Залежь 2
Средняя глубина залегания кровли (абсолютная отметка), м	2460	2600
Тип залежи	литологически экранированная, неполнопластовая	заливообразный
Средняя общая толщина, м	74,4	50,0
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	4,1	4,0
Средняя эффективная водонасыщенная толщина, м	4,8	4,1
Коэффициент пористости нефтяной зоны / газовой, доли ед.	0,227	0,24 / 0,23
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед.	0,667	0,600
Проницаемость, 10 ⁻³ мкм ²	82	50
Коэффициент песчаности, доли ед.	0,14	0,12
Расчлененность	13,7	8,3
Начальная пластовая температура, °С	84	92
Начальное пластовое давление, МПа	22,7	25,8
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	16,9	21,3
Плотность нефти в поверхностных условиях, тонн/м ³	0,834	0,860
Объёмный коэффициент нефти, доли ед.	1,639	1,282
Давление насыщения нефти газом, МПа	20,50	14,95
Газовый фактор, м ³ /т	143	–
Содержание сероводорода, %	–	–
Плотность воды в пластовых условиях, т/м ³	1,007	
Сжимаемость, 1/МПа·10 ⁻⁴		
нефти	2	2
воды	4,5	4,5
породы	2	2
Коэффициент вытеснения, доли ед.	0,695	0,695

Основными геолого-физическими характеристиками месторождения для оценки применимости различных методов воздействия являются:

- глубина продуктивных пластов – 2400–2600 м;
- залежи литологически экранированные, естественный режим – упругий замкнутый;
- высокая латеральная и вертикальная неоднородность пластов;
- нефть нафтенового ряда, парафинистая и малосмолистая.

Свойства нефти и газа

Физические и химические свойства нефти в месторождения Delta Niger являются очень переменными, даже в пределах коллектора. Нефть имеет диапазон плотности 16–50° API и зеленовато-коричневый цвет. При этом 56 % нефти месторождения имеют диапазон плотности 30–40° API. Первая группа – лёгкая нефть, вторая группа – не восковая нефть более глубоких коллекторов (максимальное содержание парафина в нефтях до 20 %, но обычно около 5 %). Они имеют более низкую плотность API (средний API 26°). Нефть с плотностью меньше 25° API составляет только 15 % Нигерийских запасов месторождения Delta Niger. Концентрация серы в большинстве случаев низкая (0,1–0,3 %), хотя в некоторых пробах содержание серы составило 0,6 %. Имеются данные о том, что существует обратная корреляция между плотностью и содержанием серы в нефти, что может быть связано с деградацией нефти.

Концентрация никеля и ванадия в нефтях Дельты составляет 0,01–0,41 со средним числом 0,12. Присутствие указанных металлов по данным геохимических исследований и физических свойств нефти указывают на то, что породы источника Дельты содержат преимущественно органический материал континентального происхождения, который накапливался в бескислородной водной среде, что препятствовало соединению ванадия и никеля с образованием гидроокисей и соединений с метастабильными ионами сульфида. Сохранение органического материала при этих условиях весьма хорошее.

Таблица 3 – Параметры нефти

Параметры	Стратиграфия (горизонт, ярус)	
	Барремский	Альбский
Плотность нефти в пластовых условиях, тонн/м ³	0,8793	0,8851
Плотность нефти в поверхностных условиях, тонн/м ³	0,8951	0,8929
Вязкость нефти в пластовых условиях, МПа · с	16,9	21,3
Объёмный коэффициент нефти, доли ед.	1,056	1,032
Газосодержание, м ³ /т	21,6	14,82
Содержание серы в нефти, %	2,89	2,7
Содержание парафина в нефти, %	4,51	4,73
Давление насыщения нефти газом, МПа	9,2	7,6
Плотность воды в пластовых условиях, тонн/м ³	1,169	1,161

Нефть месторождения Delta Niger высокого качества, с низкими концентрациями CO₂, меркаптанов и N₂. В настоящее время 75 % нефти и газа, добываемых в дельте Нигера, используется в качестве топлива.

Запасы нефти, газа и конденсата

По степени разведанности и изученности запасов месторождения Delta Niger полезные ископаемые делятся на основные категории:

A (A₁, A₂) – достоверные запасы;

B – вероятные запасы;

C (C₁, C₂) – возможные запасы.

Начальные балансовые (общие, геологические) запасы нефти в залежах определяются по формуле:

$$Q_0 = F \cdot H \cdot k_{по} \cdot k_n \cdot B \cdot \rho,$$

где Q₀ – начальные балансовые (геологические) запасы нефти, млн. тонн; F – площадь нефтеносности, м²; H – эффективная мощность нефтенасыщенной части пласта, м; k_{по} – коэффициент открытой пористости (пустотности), доли единицы; k_n – коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли единицы (%); B – объёмный коэффициент, показывающий, какой объём 1 м³ товарной нефти занимает в пластовых условиях (B равен около 0,85–0,86); ρ – плотность нефти в поверхностных условиях, г/см³.

Извлекаемые запасы нефти подсчитываются по следующей формуле:

$$Q_{извл} = Q_0 \cdot K_{извл},$$

где $Q_{извл}$ – извлекаемые запасы нефти, млн. тонн; $K_{извл}$ – коэффициент извлечения нефти или коэффициент нефтеотдачи (K_n).

$K_{извл}$ обычно при водонапорном режиме для новых залежей принимается равным 0,5–0,6 и зависит от способов эксплуатации, температуры нефтяной залежи, физических свойств нефти, газового давления и других факторов. Кизвл выше для нефтеносных залежей, сильно насыщенных газом.

В таблице 4 приведено состояние запасов нефти по месторождению Delta Niger по состоянию на 01.01.2016 г.

Текущее состояние разработки месторождения Delta Niger

Месторождение Delta Niger относится к числу низкопродуктивных по большинству объектов разработки в связи с неблагоприятными геолого-физическими параметрами пластов и нефтей. Нефть имеет повышенную вязкость по I, II и III объектам и высокую по IV.

Объекты представлены залежами с карбонатными, кавернозно-трещиноватыми высокорасчленёнными коллекторами. Разработка их в условиях традиционных методов с закачкой воды протекает весьма неэффективно. Происходит опережающее обводнение добывающих скважин закачиваемой и пластовой водой.

В таблице 5 и на рисунке 12 приведены основные показатели разработки месторождения Delta Niger.

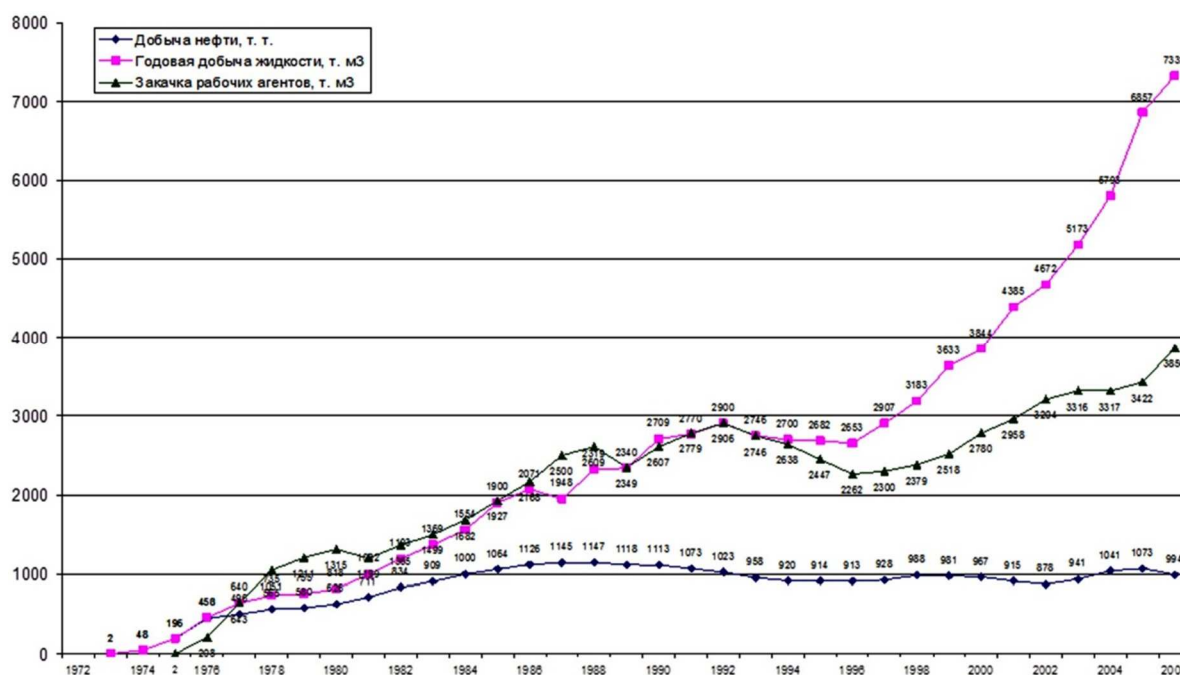


Рисунок 12 – Основные показатели разработки месторождения Delta Niger

В последние годы на месторождении проводились мероприятия по повышению нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи нефти с использованием различных технологий:

- ГРП;
- перевод скважин с нижележащих горизонтов;
- дополнительная перфорация;
- реперфорация;
- перенос интервала перфорации;
- ремонтно-изоляционные работы;
- крепление призабойной зоны пласта;

Таблица 4 – Состояние запасов нефти по месторождению Niger Delta по состоянию на 01.01.2016 г.

Объекты	Начальные запасы нефти, тыс. тонн										Текущие запасы, тыс. тонн			
	утверждены согласно основным документам компании					на государственном балансе Нигерии								
	геологические		извлекаемые		КИН	геологические		извлекаемые		геологические		извлекаемые		текущий КИН
	A+B+C1	C2	A+B+C1	C2		A+B+C1	C2	A+B+C1	C2	A+B+C1	C2	A+B+C1	C2	
Альбский	24369,3	7916,5	8529,3	795	0,35	30134	12060		15477		16,5		0,4	
Барремский	21645,5	5725,6	5753,7	575	0,26	22322	5122		17520,1		320,1		0,215	
Всего	46015	13642	18033	1370	0,307	52456	17182		3299,1		336,6		0,262	

Таблица 5 – Показатели разработки по месторождению Delta Niger

Показатели разработки	2012	2013	2014	2015	2016
Добыча нефти, всего, тыс. тонн	878	941	1041	1073	994
за счёт методов повышения нефтеотдачи (БГС), тыс. тонн	151	169	61	86	10
Накопленная добыча нефти, тыс. тонн	24599	25540	26581	27654	28649
в т.ч. за счёт методов повышения нефтеотдачи (БГС), тыс. тонн	741	910	971	1057	1067
Добыча жидкости, всего, тыс. тонн	4672	5173	5793	6857,3	7332,5
Накопленная добыча жидкости, тыс. тонн	61153	66326	72119	78976	86308
Закачка рабочего агента, тыс. м ³	3204	3316	3317,5	3422	3856
Накопленная закачка, тыс. м ³	56266	59583	62901	66323	70179
Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	930	938	897	874	879
Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	225	225	229	236	244
Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт.	863	771	771	802	806
Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	216	210	212	222	224
Среднесуточный дебит одной добывающей скважины:					
по нефти, тонн/сут.	2,9	3,5	4,0	4,0	3,0
по жидкости, тонн/сут.	15,5	19,3	21,5	25,6	25,67

- ликвидация песчаных пробок;
- ремонт устьевого оборудования;
- изменение способа эксплуатации скважины;
- кислотная обработка призабойной зоны пласта.

По состоянию на 01.01.2016 г. на месторождении числится 798 скважин.

В таблице 6 показано распределение скважин по дебитам нефти и обводнённости, в таблице 7 – распределение скважин по дебитам жидкости и обводнённости.

Таблица 6 – Распределение скважин по дебитам нефти и обводнённости

Интервал обводнённости, %	Диапазон дебитов нефти, тонн/сут.							Всего, %
	0–5	5,1–10	10,1–20	20,1–35	35,1–60	>60	кол.	
0–5	0	0	0	0	0	0	0	0,00
5,1–20	7	3	5	1	0	1	17	2,11
20,1–50	105	57	20	3	0	1	186	23,08
50,1–90	335	66	11	4	0	0	416	51,61
более 90	173	8	6	0	0	0	187	23,20
Всего	620	134	42	8	0	2	806	100
%	76,92	16,63	5,21	0,99	0,00	0,25	100	

Таблица 7 – Распределение скважин по дебитам жидкости и обводнённости

Интервал обводнённости, %	Диапазон дебитов нефти, тонн/сут.							Всего, %
	0–5	5,1–10	10,1–20	20,1–35	35,1–60	>60	кол.	
Диапазон дебитов жидкости, тонн/сут.	0–5	5,1–10	10,1–20	20,1–35	35,1–60	>60	кол.	
Всего	5,1–10	10,1–20	20,1–35	35,1–60	> 60	0	0	0,00
Кол.	%	0	0	0	0	1	17	2,11
0	0	5	2	0	1	1	186	23,08
17	2,11	47	13	1	1	0	416	51,61
192	23,82	111	66	28	7	0	187	23,20
416	51,61	34	35	22	40	2	806	100
181	22,46	197	116	51	49	0,25	100	
806	100	24,44	14,39	6,33	6,08			

Анализируя данные таблиц 6 и 7, можно отметить следующее:

- большинство добывающих скважин (76,92 %) работает с дебитами по нефти менее 5 тонн/сут., что связано с низкой продуктивностью месторождения. Это подтверждается и распределением скважин по дебитам жидкости (48,78 % фонда работает с дебитами жидкости менее 10 тонн/сут.);

- все скважины добывающего фонда обводнены, 23,2 % скважин работают с обводнённостью выше 90 %.

Среднесуточный дебит одной добывающей скважины по нефти превышает проектные показатели (на 0,9 тонн/сут. в 2015 году), что достигнуто за счёт проведения мероприятий по интенсификации добычи нефти, в первую очередь, таких как ЗБС, ОПЗ и оптимизация работы механизированного фонда.

Анализ эффективности осуществляемой системы разработки месторождения Delta Niger

Обоснование вариантов разработки, технологий и рабочих агентов для воздействия на пласт

Эксплуатация нефтяных месторождений сопровождается ухудшением проницаемости пород коллекторов в призабойной зоне скважин. С целью восстановления проницаемости до величины, равной или близкой к первоначальной, применяют различные методы обработки призабойной зоны скважин (ОПЗ).

Ежегодно около половины объёма нефти на месторождении добывается за счёт геолого-технических мероприятий (ГТМ) текущего года и продолжающихся эффектов от ГТМ прошлых лет.

Основное количество дополнительной нефти в последние 5 лет получено за счёт трёх видов мероприятий по интенсификации добычи нефти:

- 1) бурения боковых горизонтальных стволов;
- 2) обработки призабойной зоны скважин;
- 3) оптимизации механизированного фонда

и составило 591,7 тыс. тонн (по сумме эффектов за год проведения ГТМ).

В таблице 8 приведены показатели эффективности ГТМ на добывающем фонде.

За указанный период наблюдается снижение дополнительной добычи нефти от ОПЗ, связанный с уменьшением числа мероприятий данного вида.

В 2016 году на добывающем фонде месторождения Delta Niger проведено 226 различных ГТМ; в год проведения дополнительно получено 83,7 тыс. тонн нефти или 8,4 % от всей добычи по месторождению. Охват скважин мероприятиями составил 28 %.

В 2016 году на месторождении Delta Niger проведено 106 мероприятий по ОПЗ, получено дополнительно 44,4 тыс. тонн нефти, соответственно в 2,4 раза больше, чем за предыдущий год. При этом средняя удельная эффективность на 1 обработку повысилась с 211,3 до 418,6 тонн дополнительной нефти. Среди этих мероприятия проводили такие, как СКО (солянокислотная обработка); СКО с ОЭ; СКВ (солянокислотные ванны) и ряд других воздействий на ПЗП.

Результаты проведения ОПЗ в 2014–2016 гг. показаны в таблице 9.

Наибольшее распространение из физико-химических методов воздействия на карбонатные коллектора на месторождении Delta Niger получила солянокислотная обработка и её модификации. Так, в 2016 году количество таких ремонтов составило 56 %. Основными её преимуществами являются простота осуществления и низкая стоимость работ. Однако следует отметить, что процент успешности солянокислотного воздействия невысок и уменьшается с увеличением кратности обработок. Снижение успешности кислотных методов вызвано следующими причинами:

- высокая расчленённость и неоднородность по проницаемости разрабатываемых объектов. В этих условиях при проведении первоначальной кислотной обработки соляная кислота проникает в наиболее проницаемые пропластки и почти не поступает в малопроницаемые. При повторной солянокислотной обработке кислота снова в первую очередь поступает в наиболее проницаемые пропластки, расширяя и углубляя ранее образовавшиеся каналы, при этом увеличения профиля притока не происходит;

- высокой скоростью реакции кислоты с породой пласта и быстрой её нейтрализацией, которая происходит из-за эффекта экранизации поверхности порового пространства пород, за счёт АСПО или образования на поверхности экранирующего слоя из продуктов реакции кислоты с породой;

- блокированием порового пространства продуктами химических реакций, неполным их удалением из призабойной зоны пласта (ПЗП);

- неизменная технология проведения обработок.

Основной задачей в совершенствовании методов ОПЗ является обеспечение заданной глубины проникновения кислоты в пласт и степени охвата пласта воздействием, а также своевременный и полный вынос продуктов реакции из пласта после солянокислотной обработки. Рассмотрим некоторые способы решения данных задач.

1. Замедление скорости реакции соляной кислоты с карбонатной породой: перевод кислоты в эмульгированное состояние, получение пенокислотных растворов, модифицирование и понижение температуры кислотных растворов и др. Однако у всех этих методов есть свои недостатки. При проведении пенокислотной обработки происходит частичное расслоение пены при её транспортировке к забою и снижение стабильности пены при повышении температуры. Использование нефтекислотных эмульсий в низкопроницаемых коллекторах малоэффективно.

2. Улучшение фильтруемости рабочего раствора в условиях низкопроницаемых коллекторов, осложнённых наличием АСПО. Для этих целей вводят в состав кислот водородных растворов углеводороды, обладающие высокой растворяющей способностью по отношению к АСПО (органические отходы производства винилхлорида; алюмохлорида; дистиллят, содержащий бензин, керосин, соляровую фракцию). Однако

данное направление не исключает один из основных недостатков обычных кислотных обработок – проникновение в пласт по участкам с наилучшими фильтрационными свойствами коллектора. Использование кислотных эмульсий для ОПЗ требует их приготовления на стационарных установках, состоящих из насосного оборудования, емкостей, системы обвязки, что весьма трудоёмко.

3. Широко используются для прогрева призабойной зоны пласта и удаления из неё образований методы, основанные на закачке в пласт горячей воды, нефти, нефтепродуктов. Эти работы не требуют длительного периода их осуществления и способствуют повышению производительности скважин. Эффективность данных методов недостаточно высока.

Наиболее перспективными в этом направлении являются методы, основанные на закачке в пласт горячих растворителей, однако данные методы в большинстве случаев являются экономически нецелесообразными из-за необходимого значительного количества реагента и затрат на его прогрев.

В целом по месторождениям данного региона одним из наиболее эффективных способов воздействия на ПЗП остаётся метод поинтервальной солянокислотной обработки (ПСКО) (рис. 13). Эффективность метода достигается за счёт целенаправленного действия кислоты в заданном интервале. Однако на месторождении Delta Niger удельная эффективность ПСКО с каждым годом всё больше снижается: с 400 тонн/мер. в 2013 году до 268,8 тонн/мер. в 2016 году. Причинами снижения эффективности являются:

- 1) экранирующий эффект на поверхности порового пространства пород за счёт АСПО;
- 2) кратность обработок (после трёх-четырёхкратного воздействия на пласт эффективность обработок падает в 2–3 раза, а продолжительность эффекта снижается в 1,5 раза).

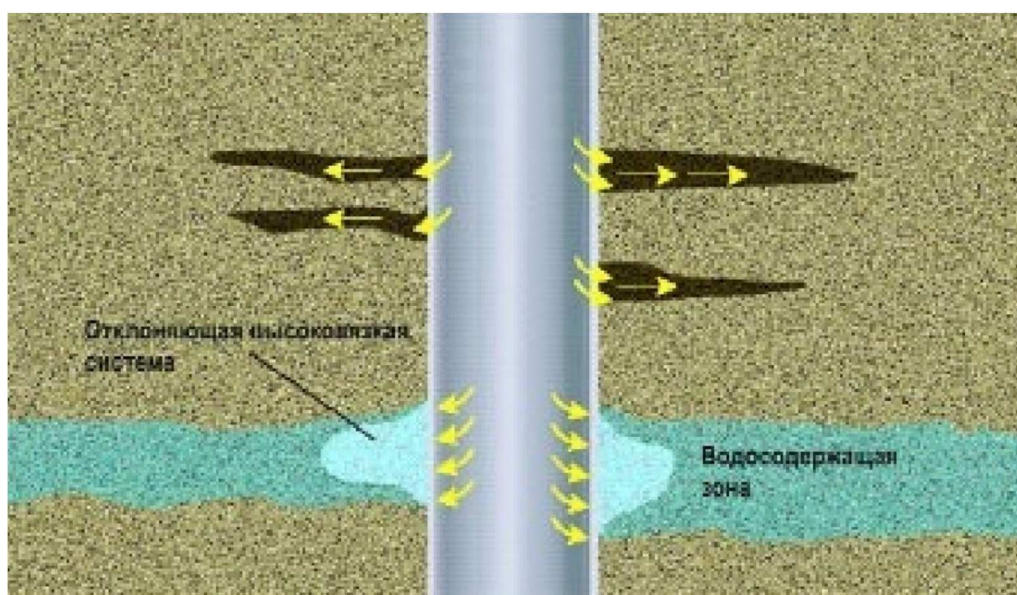


Рисунок 13 – Поинтервальная солянокислотная обработка призабойной зоны пласта

С целью увеличения эффективности проведения ПСКО на месторождении Delta Niger было предложено провести комплексные мероприятия по воздействию на призабойную зону пласта с предварительным использованием растворителя АСПО из расчёта 0,7 м³ РАСПО на 1 м нефтенасыщенной толщины. Данный метод позволяет снизить экранирующий эффект на поверхности порового пространства и, как следствие, увеличить глубину проникновения кислоты в пласт и степень охвата пласта воздействием.

Также существенное преимущество комплексной обработки РАСПО + ПСКО ещё и в том, что в условиях добычи высоковязкой нефти после СКО в призабойной зоне образуются аномально-вязкие структурированные эмульсии – нефть, вода, механические примеси, остатки кислоты, что во многих случаях приводит к неоднократному отказу насосного оборудования. Применение растворителя при ПСКО предохраняет от образования агрегированных структурирующих жидкостей.

Таблица 8 – Показатели эффективности ГТМ на добывающем фонде

Показатели	Единицы измерения	2012 год	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год
1	2	3	4	5	6	7
Всего ГТМ за год	мероприятие	233	367	305	186	226
скважин от добывающего фонда	%	27	47,5	34,0	21,3	28,0
Дополнительная добыча нефти по ГТМ						
текущего года	тыс. тонн	75,78	163,45	195,126	127,376	83,683
от всей добычи за год	%	8,6	17,4	18,7	11,9	8,4
от ГТМ прошлых лет	тыс. тонн	432,8	536,5			
Удельная эффективность ГТМ						
по отработанному времени	тонн/сут.отр.	2,0	2,3	3,7	4,3	2,1
по продолжительности эффекта	тонн/сут.эф.	3,0	3,7	6,1	7,0	3,3
на 1 мероприятие	тонн/меропр.	325,2	445,4	639,8	684,8	370,3
Продолжительность эффекта	сут.	25036	44573	31960	18128	25084
Отработанное время	сут.	38030	70291	52975	29676	39271
Ввод из бездействия и из других категорий						
количество	мероприятие	10	1	0	6	9
дополнительная добыча нефти	тыс. тонн	1,22	0,02	0	0,88	2,904
удельная эффективность	тонн/сут. эф.	0,5	0,3	0	1,0	1,4
тонн/сут. отр.	0,5	0,3	0	1,0	1,4	
тонн/меропр.	122	20	0	146,7	322,7	
Продолжительность эффекта	сут.	2448	75	0	903	2037
Отработанное время	сут.	2581	75	0	903	2037
Ввод боковых горизонтальных стволов						
количество	мероприятие	1	4	11	18	3
дополнительная добыча нефти	тыс. тонн	2,14	25,04	61,1	85,985	9,896
удельная эффективность	тонн/сут. эф.	6,7	55,9	33,1	20,3	24,1
тонн/сут. отр.	6,7	55,9	33,1	20,3	24,1	
тонн/меропр.	2140	6260	5553	4777	3298,7	

Продолжение таблицы 8

1	2	3	4	5	6	7
Продолжительность эффекта	сут.	319	448	1845	4240	410
Отработанное время	сут.	319	448	1845	4240	410
Переход на новый горизонт						
количество	мероприятие	13	0	0	23	16
дополнительная добыча нефти	тыс. тонн	3,75	0	0	15,454	1,91
удельная эффективность	тонн/сут. эф.	2,1	0,0	0	4,6	0,9
тонн/сут. отр.	2,1	0,0	0	3,9	0,8	
тонн/меропр.	288,5	0	0	671,9	119,4	
Продолжительность эффекта	сут.	1807	0	0	3370	2164
Отработанное время	сут.	1813	0	0	3971	2346
Обработка призабойной зоны						
количество	мероприятие	105	231	171	86	106
дополнительная добыча нефти	тыс. тонн	49,21	86,54	43,6	18,17	44,4
удельная эффективность	тонн/сут. эф.	3,9	2,8	2,2	2,6	3,3
тонн/сут. отр.	2,8	2,0	1,3	1,3	2,2	
тонн/меропр.	468,7	374,6	255	211,3	418,6	
Продолжительность эффекта	сут.	12683	30463	19876	7066	13524
Отработанное время	сут.	17439	43901	32952	14352	20427
Оптимизация механизированного фонда						
количество	мероприятие	100	129	122	38	65
дополнительная добыча нефти	тыс. тонн	18,73	50,87	71,0	6,224	18,88
удельная эффективность	тонн/сут. эф.	2,5	3,8	6,9	3,1	3,7
тонн/сут. отр.	1,2	2,0	3,9	1,3	1,6	
тонн/меропр.	187,3	394,3	582	163,8	290,5	
Продолжительность эффекта	сут.	7514	13305	10234	1995	5115
Отработанное время	сут.	15358	25523	18173	4974	12099

Окончание таблицы 8

1	2	3	4	5	6	7
Ремонтно-изоляционные работы						
количество	мероприятие	4	2	1	8	5
дополнительная добыча нефти	тыс. тонн	0,73	0,98	0,0	0,6	0,82
удельная эффективность	тонн/сут. эф.	2,8	3,5	0,4	1,2	48,2
тонн/сут. отр.	1,4	2,8	0,4	0,5	17,4	
тонн/меропр.	182,5	490	2	77	164,0	
Продолжительность эффекта	сут.	265	282	5	515	17
Отработанное время	сут.	520	344	5	1175	47

Таблица 9 – Результаты проведения ОПЗ в 2014–2016 гг.

Показатели	Единицы измерения	2014 год	2015 год	2016 год
1	2	3	4	5
СКО				
количество	мероприятие	4	15	1
дополнительная добыча нефти	Тыс. тонн	3,645	3,2	2,18
удельная эффективность	тонн/меропр.	411	148	300
СКО с агентом 1				
количество	мероприятие	24	0	24
дополнительная добыча нефти	Тыс. тонн	3,048	0,0	3,103
удельная эффективность	тонн/меропр.	127	0	129,3
СКО с агентом 2				
количество	мероприятие	0	0	9
дополнительная добыча нефти	Тыс. тонн	0	0	2,026
удельная эффективность	тонн/меропр.	0	0	225,1
СКО с ОЭ				
количество	мероприятие	14	1	2
дополнительная добыча нефти	Тыс. тонн	4,629	0,1	0,149
удельная эффективность	тонн/меропр.	331	101	74,5
СКВ				
количество	мероприятие	25	20	11
дополнительная добыча нефти	Тыс. тонн	18,4	5,3	3,56
удельная эффективность	тонн/меропр.	736	267	323,6
СКВ с агентом 2				
количество	мероприятие	13	0	14
дополнительная добыча нефти	Тыс. тонн	9,1	0,0	4,354
удельная эффективность	тонн/меропр.	700,8	0,0	311,0
ГРП				
количество	мероприятие	0	0	11
дополнительная добыча нефти	Тыс. тонн	0	0,0	3,19
удельная эффективность	тонн/меропр.	0	0	290,0

Окончание таблицы 9

1	2	3	4	5
ПКО				
количество	мероприятие	2	3	5
дополнительная добыча нефти	тыс. тонн	3,1	2,7	5,3
удельная эффективность	тонн/меропр.	400,0	40,0	432,5
ПСКО под давлением				
количество	мероприятие	51	109	0
дополнительная добыча нефти	тыс. тонн	33	31,3	0
удельная эффективность	тонн/меропр.	647,1	287,3	0,0
УДС кавернообразованием				
количество	мероприятие	17	2	1
дополнительная добыча нефти	тыс. тонн	7,888	0,6	0
удельная эффективность	тонн/меропр.	464	310	0,0
ОПЗ				
количество	мероприятие	0	0	1
дополнительная добыча нефти	тыс. тонн	0	0,0	0,308
удельная эффективность	тонн/меропр.	0	0	308,0
ОПЗ агентом X				
количество	мероприятие	0	0	4
дополнительная добыча нефти	тыс. тонн	0	0,0	0,528
удельная эффективность	тонн/меропр.	0	0	132,0
ОПЗ растворителем + СКО с агентом X				
количество	мероприятие	0	0	3
дополнительная добыча нефти	тыс. тонн	0	0,0	0,075
удельная эффективность	тонн/меропр.	0	0	25,0

Для проведения обработки необходимо следующее оборудование: цементировочный агрегат (ЦА-320), агрегат для закачки кислоты, АПРС-40, ёмкости для воды.

Проведение обработок планируется осуществлять по следующей схеме:

- 1) остановка и глушение скважины;
- 2) подъём ГНО и пропарка НКТ;
- 3) шаблонирование эксплуатационной колонны и промывка забоя;
- 4) ГИС;
- 5) спуск и посадка пакеров на НКТ;
- 6) обвязка устья скважины для проведения ПСКО;
- 7) закачка РАСПО из расчёта 0,7 м³ на 1 м нефтенасыщенной толщины;
- 8) выдержка на реакцию в течение 4 часов;
- 9) закачка и продавка в пласт раствора HCl, реакция;
- 10) спуск НКТ с воронкой, промывка скважины соленой водой с целью удаления продуктов реакции;
- 11) спуск оборудования, пуск скважины в работу.

На рисунке 14 показана схема расстановки техники и оборудования при закачке растворов кислот в скважину.



Рисунок 14 – Схема расстановки техники и оборудования при закачке растворов кислот в скважину

Анализ эффективности проведения солянокислотных обработок на месторождении Delta Niger

Анализ результатов обработок, проведённых на скважинах, эксплуатирующих турнейский ярус, за 2012–2016 гг. на месторождении Delta Niger, а также ряда других, позволил получить зависимости дебита нефти после обработки СКО от дебита до и после обводнённости СКО от обводнённости до. Полученные зависимости представлены на рисунках 8 и 9.

Полученные зависимости описываются уравнениями:

$$q_{нп} = 1,190 \cdot q_{ндo} + 1,468; \quad (1)$$

$$W_n = 0,615 \cdot W_{до} + 8,597, \quad (2)$$

где $q_{нп}$ – дебит скважин после проведения СКО; $q_{ндo}$ – дебит скважин до проведения СКО; W_n – обводнённость продукции после проведения СКО; $W_{до}$ – обводнённость продукции до проведения СКО.

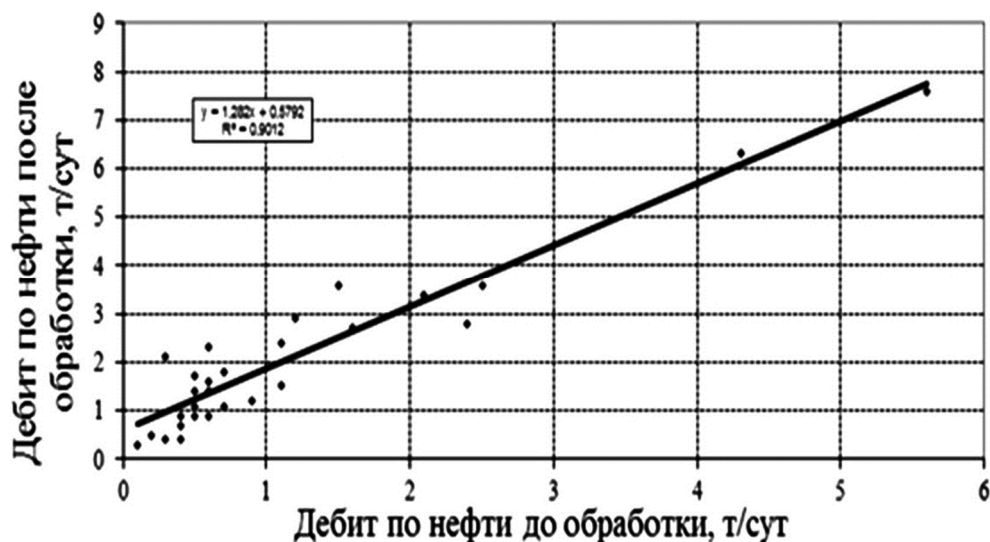


Рисунок 15 – Зависимость дебита скважины после обработки СКО от дебита скважины до обработки

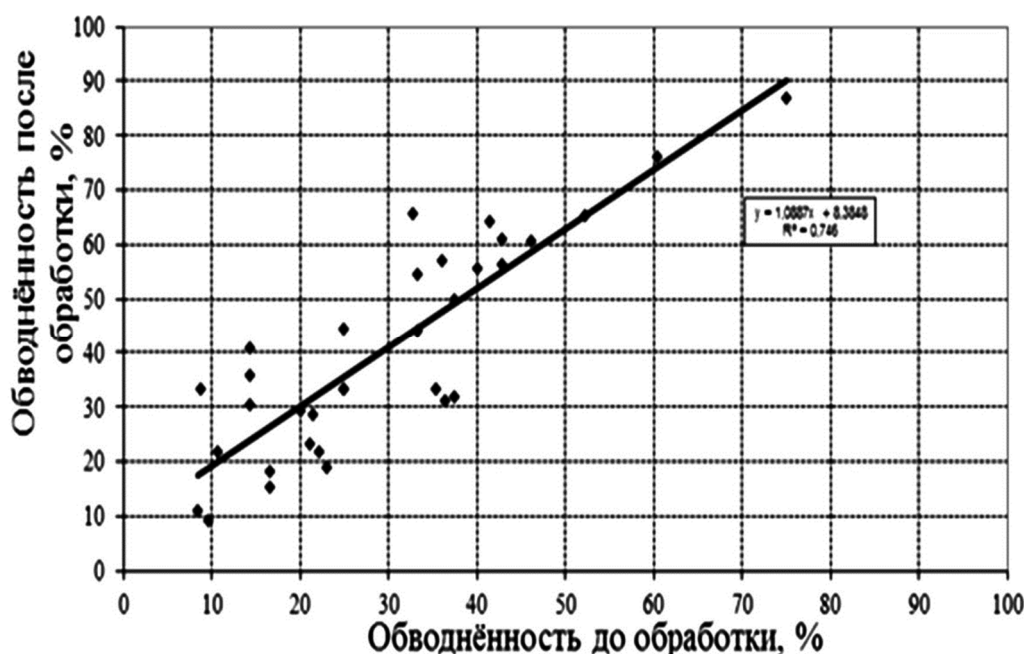


Рисунок 16 – Зависимость обводнённости продукции после обработки СКО от обводнённости до обработки

Скважина № Дел 207 эксплуатирует горизонт Альбского яруса месторождения. Она введена в эксплуатацию в августе 1996 года. Глубина забоя 1332 м. Объектом разработки является Альбский ярус с интервалом перфорации 1310–1317 м. В 1998 году была проведена изоляция водопритока гипаном. В целях интенсификации притока нефти и снижения обводнённости предлагается проведение соляно-кислотной обработки под давлением.

Используя зависимость (1), определим прогнозируемый дебит нефти после СКО:

$$Q_n = 1,19 + Q_{до} + 1,468 = 1,19 + 0,60 + 1,468 = 2,182 \text{ тонн/сут.}$$

Средняя продолжительность эффекта Тэф для СКО скважин Альбского яруса составляет 10 месяцев или 300 сут. Если считать падение дебита по нефти линейным, то дополнительная добыча за время продолжительности эффекта будет равной:

$$Q_{ддн} = (q_{нп} - q_{ндо}) \cdot \frac{T_{эф}}{2} = (2,182 - 0,60) \cdot \frac{300}{2} = 237 \text{ тонн.}$$

По формуле (2) обводнённость после обработки составит:

$$W_{\text{п}} = 0,615 \cdot W_{\text{до}} + 8,597 = 0,615 \cdot 31 + 8,597 = 27 \text{ \%}.$$

Эффект от проведения СКО будет заключаться в увеличении дебита нефти до 2,182 тонн/сут., который будет постепенно снижаться в течение 10 месяцев. За это время дополнительная добыча нефти составит 237 тонн. Обводнённость после обработки составит 27,7 %.

Анализ эффективности проведения пенокислотной обработки

Определение, сущность и эффективность воздействия

Воздействие пенокислотной обработки (ПКО) скважин направлено на призабойную зону карбонатного пласта с целью увеличения проницаемости коллекторов слабопроницаемых зон призабойной части нефтяного пласта.

Сущность этого способа заключается в том, что в призабойную зону пласта вводится не обычная кислота, а аэрированный раствор поверхностно-активных веществ в соляной кислоте в виде пены.

Пенокислотная обработка применяется при значительной толщине пласта и низких пластовых давлениях. Кислотная пена, обладая повышенной вязкостью при плотности 400–700 кг/м³, обеспечивает охват воздействием всей продуктивной толщи пласта. Растворение карбонатного материала замедляется, что способствует более глубокому проникновению активной кислоты в пласт и увеличивает проницаемость удалённых от скважин зон.

Условия применения технологии:

- 1) карбонатный тип коллектора;
- 2) глубина залегания до 2500 м;
- 3) обводнённость до 90 %;
- 4) расстояние до ВНК не менее 1 м;
- 5) приёмистость не более 300 м³/сут.

Технологический процесс закачки пенокислоты

Технологический процесс пенокислотной обработки состоит из следующих операций:

- 1) подъём плунжера и конуса глубинного насоса (если планируется направленная обработка, то подвеску насоса устанавливают против обрабатываемого интервала);
- 2) обвязка наземного оборудования;
- 3) закачивание кислотной пены с запланированной степенью аэрации (при направленных обработках перед кислотной пеной закачивают нефтекислотную эмульсию);
- 4) продавливание кислотной пены в пласт нефтью или увлажнённым воздухом; при этом продавочную жидкость закачивают одновременно в НКТ и затрубное пространство (кроме направленных обработок), так как оставшаяся в стволе скважины пена может нарушить нормальную работу глубинного насоса;
- 5) выдерживание скважины на реакции пенокислоты с породой в течение 12 часов;
- 6) спуск плунжера и конуса и пуск скважины в эксплуатацию.

Преимущества проведения ПКО

Применение кислотных пен имеет следующие преимущества перед обычной кислотной обработкой:

- 1) замедляется растворение карбонатного материала в кислотной пене, что способствует более глубокому проникновению активной кислоты в пласт; в результате этого приобщаются к дренированию удалённые от скважины участки пласта, ранее недостаточно или совершенно не охваченные процессом фильтрации;
- 2) малая плотность кислотных пен (400–800 кг/м³) и их повышенная вязкость позволяют существенно увеличить охват воздействием кислоты всей вскрытой продуктивной мощности пласта; это как бы включает в себя преимущества, достигаемые при

поинтервальных кислотных обработках, что особенно важно при больших продуктивных мощностях пласта и пониженных пластовых давлениях;

3) улучшаются условия очистки призабойной зоны пласта от продуктов реакции: присутствие поверхностно-активных веществ снижает поверхностное натяжение как активной, так и отреагировавшей кислоты на границе с нефтью, а наличие сжатого воздуха в отреагировавшем растворе, расширяющегося во много раз при освоении скважин (при снижении забойного давления), улучшает условия и качество освоения.

Выводы

В последние годы на месторождении Delta Niger происходит снижение удельной эффективности ПСКО. Это связано с кратностью обработок, высокой расчленённостью и неоднородностью по проницаемости разрабатываемых объектов, а также с эффектом экранизации поверхности порового пространства пород за счёт АСПО.

Анализ эффективности проведённых ГТМ по месторождению Delta Niger показывает, что проведение комплексных обработок РАСПО+ПСКО позволяет снизить эффект экранизации, увеличить глубину проникновения в пласт кислоты, увеличить степень охвата пласта воздействием, не допустить образования агрегатированных структурообразующих жидкостей и, как следствие, снизить количество отказов оборудования.

Рекомендуется проводить обработки РАСПО+ПСКО на скважинах, где в последнее время наблюдается снижение забойного давления и притока жидкости в скважину.

Проведение комплексных обработок РАСПО+ПСКО влечёт за собой большее увеличение прироста дебита скважин по сравнению с обычными ПСКО и снижение количества отказов насосного оборудования.

Литература

1. Булатов А.И., Кусов Г.В., Савенок О.В. Асфальто-смоло-парафиновые отложения и гидратообразования: предупреждение и удаление в 2 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2011. – Т. 1–2.
2. Булатов А.И. [и др.]. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.
3. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин в 4 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1–4.
4. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин» в 4 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013–2014. – Т. 1–4.
5. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.
6. Булатов А.И., Качмар Ю.Д., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Освоєння нафтових і газових свердловин. Наука і практика : монографія. – Львів : Сполом, 2018. – 476 с.
7. Савенок О.В. Оптимизация функционирования эксплуатационной техники для повышения эффективности нефтепромысловых систем с осложнёнными условиями добычи. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013. – 336 с.
8. Савенок О.В., Лаврентьев А.В., Березовский Д.А. Проектирование кислотной обработки пласта. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2014. – 86 с.
9. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
10. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2019. – 275 с.
11. Березовский Д.А., Яковлев А.Л., Кусов Г.В. Техника и технология проведения кислотного гидравлического разрыва пласта / сборник статей научно-информационного центра «Знание» по материалам XXI Международной заочной научно-практической конференции «Развитие науки в XXI веке» (16 января 2017 года, г. Харьков). – Харьков : научно-информационный центр «Знание», 2017. – Ч. 2. – С. 25–40.
12. Березовский Д.А., Кусов Г.В., Савенок О.В. Анализ проведения солянокислотной обработки скважин на Средне-Макарихинском месторождении / Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 г.) в 5 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – С. 30–38.

13. Березовский Д.А., Кусов Г.В. Определение расчётных показателей процесса солянокислотной обработки в скважине № 23 Южно-Шапкинское месторождения / Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 года) в 7 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – Т. 2 в 2 ч.: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Ч. 1. – С. 76–87.
14. Касем Мохаммед Яхья Хасан Гайлан, Очередыко Т.Б., Арутюнов Т.В. Обоснование работ по кислотной обработке карбонатных пластов Петропавловского месторождения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2017. – № 3. – С. 189–207.
15. Кязимов Ф.К. оглы, Рзаева С.Д. кызы, Тулешева Г.Д. Экспериментальные исследования кислотного воздействия на неоднородные пласты / Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 г.) в 7 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – Т. 2 в 2 ч.: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Ч. 1. – С. 210–215.
16. Нвизуг-би Лейи Ключерт, Савенок О.В., Адаоби Стефиние Нвоси – Анеле. Диверсификация экономики Нигерии с битумом и тяжёлой нефтью / Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 г.) в 5 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – С. 105–108.
17. Нвизуг-Би Лейи Ключерт, Савенок О.В. Обзор по разработке месторождений битума и тяжёлой нефти в Нигерии / Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 г.) в 7 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – Т. 2 в 2 ч.: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Ч. 1. – С. 194–197.
18. Нвизуг-Би Лейи Ключерт, Савенок О.В., Мойса Ю.Н., Иванов Д.Ю. Исследование составов для интенсификации добычи трудноизвлекаемой битуминозной нефти на юго-западе Нигерии // Инженер-нефтяник. – 2019. – № 1 (46). – С. 18–21.
19. Нвизуг-Би Лейи Ключерт [и др.]. Физико-химическое воздействие на образцы битуминозного кернa месторождения Yegbata на юго-западе Нигерии // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 5. – С. 91–93.
20. Омельянюк М.В., Рогозин А.А., Леонов Я.А. Интенсификация добычи нефти для терригенных коллекторов с применением кислотных композиций / Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 г.) в 7 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – Т. 2 в 2 ч.: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Ч. 2. – С. 59–62.
21. Омельянюк М.В., Рогозин А.А., Квашина А.М. Технология проведения солянокислотной обработки на скважинах Лёвкинского месторождения / Булатовские чтения: материалы III Международной научно-практической конференции (31 марта 2019 г.) в 5 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2019. – Т. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – С. 131–132.
22. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С. Обработка призабойной зоны пласта с целью увеличения производительности скважин на Талаканском месторождении // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2019. – № 3. – С. 61–76.
23. Сулейменов Н.С. Исследование процесса кислотного разрушения фильтрационных корок и участка кольматации кислотной обработкой / Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 г.) в 7 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – Т. 3: Бурение нефтяных и газовых скважин. – С. 303–306.
24. Угбонг Иннокент Аквази, Будагов И.В. Влияние добычи и разработки нефти и газа на экологию водно-болотных угодий района «Нигер-дельта» Нигерии / Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 г.) в 5 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 4: Проектирование, сооружение и эксплуатация систем трубопроводного транспорта. Химическая технология и экология в нефтяной и газовой промышленности – С. 231–234.
25. Яковлев А.Л., Панцарников Д.С., Савенок О.В. Анализ методов воздействия на призабойную зону пласта в условиях Самотлорского месторождения // Нефть. Газ. Новации. – 2017. – № 2/2017. – С. 36–51.
26. Яртиеv А.Ф., Саетгараев Р.Х., Подавалов В.Б. Применение кислотной эмульсии в НГДУ «Бавлынефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина / Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 г.) в 7 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – Т. 2 в 2 ч.: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Ч. 2. – С. 248–254.

27. Appah D. New gravel-pack technique reduces sand production in Niger Delta wells // *Oil & Gas Journal*. – 2001. – Volume 99, Number 27. – P. 44.
28. Ayotamuno M.J., Akor A.J., Igho T.J. Effluent quality and wastes from petroleum drilling operations in the Niger Delta, Nigeria // *Environmental Management and Health*. – 2002. – Volume 13, Number 2. – Pp. 207–216.
29. Nwizug-bee Leyii Kluivert, Savenok O.V., Moisa Yu.N., Ivanov D.Yu. Physical and Chemical impacts on Bituminous core samples under Thermobaric conditions on a deposit in South Western Nigeria // *International Journal of Applied Engineering Research (IJAER)*. – 2017. – Volume 12, Number 23. – Pp. 13788–13795.
30. Nwizug-bee Leyii Kluivert. Heavy oil deposits and compositional analysis of some bituminous oil sand samples of South Western Nigeria // *Устойчивое развитие горных территорий*. – 2018. – Т. 10. – № 1 (35). – С. 63–68.
31. Nwizug-bee Leyii Kluivert, Konne dr. Joshua Lelesi, Kinate Bright Bariakpoa. Mineralogy and bitumen analysis of Yegbata bituminous deposit of South Western Nigeria // *Устойчивое развитие горных территорий*. – 2018. – Т. 10. – № 3 (37). – С. 343–348.
32. Onojake M.C., Anyanwu C.O., Iwuoha G.N. Chemical fingerprinting and diagnostic ratios of Agbada-1 oil spill impacted sites in Niger Delta, Nigeria // *Egyptian Journal of Petroleum*. – 2016. – Volume 25, Number 4. – Pp. 465–471.
33. Zhao P., Wu J., Li X., Li D., Zhao X. Sedimentary architecture characteristics of gravity flow channel sand bodies in the front of Niger Delta // *Ship Building of China*. – 2017. – Volume 58, Number 1. – Pp. 189–201.

References

1. Bulatov A.I., Kusov G.V., Savenok O.V. Asphalt-resin-paraffin deposits and hydra formation: prevention and removal in 2 volumes: a training manual. – Krasnodar : South Publishing House, 2011. – V. 1–2.
2. Bulatov A.I. [et al]. Ecology in the construction of oil and gas wells : a textbook for university students. – Krasnodar : OOO Enlightenment–South, 2011. – 603 p.
3. Bulatov A.I., Savenok O.V. Subsurface overhaul of oil and gas wells in 4 volumes. – Krasnodar : South Publishing House, 2012–2015. – Т. 1–4.
4. Bulatov A.I., Savenok O.V. Workshop on the discipline «Finishing oil and gas wells» in 4 volumes : a training manual. – Krasnodar : South Publishing House, 2013–2014. – V. 1–4.
5. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremiychuk R.S. Scientific bases and practice of oil and gas wells development. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 576 p.
6. Bulatov A.I., Kachmar Yu.D., Savenok O.V., Yaremiichuk R.S. Development of oil and gas wells. Science and Practice : Monograph. – Lvov : Spolom, 2018. – 476 p.
7. Savenok O.V. Optimization of operation technique operation to increase efficiency of oilfield systems with complicated conditions of production. – Krasnodar : South Publishing House, 2013. – 336 p.
8. Savenok O.V. Lavrentyev A.V., Berezovsky D.A. Design of acid treatment of formation. – Krasnodar : Publishing House – South, 2014. – 86 p.
9. Savenok O.V., Kachmar Yu.D., Yaremiichuk R.S. Oil and gas engineering in development of squagin. – Moscow : Infra-Engineering, 2019. – 548 p.
10. Savenok O.V., Ladenko A.A. Development of the oil and gas fields. – Krasnodar : Ezd. FSBOU VO «KubGTU», 2019. – 275 p.
11. Berezovsky D.A., Yakovlev A.L., Kusov G.V. Technique and technology of acid hydraulic fracturing / collection of articles of scientific-informational center «Znaniye» on materials of XXI International scientific-practical conference «Development of science in XXI century». (January 16, 2017, Kharkov). – Kharkov : Scientific-Information Center «Znanie», 2017. – Part 2. – P. 25–40.
12. Berezovsky D.A., Kusov G.V., Savenok O.V. Analysis of hydrochloric acid treatment of wells at the Sredne-Makarihinskoe field / Bulatovskie readings: materials of the I International Scientific Conference (March 31, 2017) in 5 volumes : a collection of articles / under general editorship of doctor of technical sciences, Prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2017. – Vol. 2: Development of oil and gas fields. – P. 30–38.
13. Berezovsky D.A., Kusov G.V. Determination of calculated indicators of the process of hydrochloric acid treatment in the well № 23 Yuzhno-Shapkinskoye field / Bulatovskie readings: Proceedings of the II International Scientific and Practical Conference (March 31, 2018) in 7 volumes : a collection of articles / under the general editorship of Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2018. – Т. 2 in 2 part: Development of oil and gas fields. – Part 1. – P. 76–87.
14. Kasem Mohammed Yahya Hasan Gaylan, Ocheredko T.B., Arutyunov T.V. Justification of the work on acid treatment of the carbonate layers of Petropavlovsk field // *Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin)*. – 2017. – № 3. – P. 189–207.

15. Kyazimov F.K. oglu, Rzaeva S.D. gizi, Tulesheva G.D. Experimental studies of the acid effect on heterogeneous strata / Bulatovskie readings: Proceedings of the II International Scientific-Practical Conference (March 31, 2018) in 7 volumes : a collection of articles / under general editorship of Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2018. – T. 2 in 2 part: Development of oil and gas fields. – Part 1. – P. 210–215.
16. Navizug-bee Leii Kluwert, Savenok O.V., Adaobi Stefiniye Nvosi – Anele. Diversification of Nigeria's economy with bitumen and heavy oil / Bulatovskie readings: Proceedings of the I International Scientific Conference (March 31, 2017) in 5 volumes : a collection of articles / under the general editorship of Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2017. – Vol. 2: Development of oil and gas fields. – P. 105–108.
17. Nvisug-bee Leii Kluwert, Savenok O.V. Review of the development of bitumen and heavy oil deposits in Nigeria / Bulatovskie readings: Proceedings of the II International Scientific Conference (March 31, 2018) in 7 volumes : a collection of articles / under the general editorship of Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2018. – T. 2 in 2 part: Development of oil and gas fields. – Part 1. – P. 194–197.
18. Nvisug-bee Leii Kluwert, Savenok O.V., Moisa N., Ivanov D.Yu. Investigation of compositions for intensification of the hard to recover bituminous oil production in the southwest Nigerian // Petroleum engineer. – 2019. – № 1 (46). – P. 18–21.
19. Nvisug-bee Leii Kluwert [et al.]. Physical and chemical influence on samples of bituminous core of Yegbata deposit in southwest Nigeria // Oil industry. – 2019. – № 5. – P. 91–93.
20. Omelyanyuk M.V., Rogozin A.A., Leonov Ya.A. Intensification of oil production for terrigenous reservoirs with the use of acid compositions / Bulatovskie readings: Proceedings of the II International scientific-practical conference (March 31, 2018) in 7 volumes : a collection of articles / under the general editorship of Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2018. – T. 2 in 2 part: Development of oil and gas fields. – Part 2. – P. 59–62.
21. Omelyanyuk M.V., Rogozin A.A., Kvashina A.M. Technology for conducting hydrochloric acid treatment of wells in the Levkinskoye field / Bulatovskie readings: Proceedings of the III International Scientific-Practical Conference (March 31, 2019) in 5 volumes: a collection of articles / under the general editorship of Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2019. – Vol. 2: Development of oil and gas fields. – P. 131–132.
22. Petrushin E.O., Arutyunian A.S. Bottom-hole formation zone treatment for the purpose of the wells productivity increase at Talakanskoe field // Science. Technique. Technologies (Polytechnic bulletin). – 2019. – № 3. – P. 61–76.
23. Suleimenov N.S. Study of acid fracture process of filtration crusts and acid treatment collimation area / Bulatovskie readings: Proceedings of the II International Scientific-Practical Conference (March 31, 2018) in 7 volumes : a collection of articles / under general edited by Dr. Tekhnologii, Prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2018. – Vol. 3: Drilling of oil and gas wells. – P. 303–306.
24. Ugbong Innokent Akvazi, Budagov I.V. Influence of oil and gas production and development on the ecology of wetlands in the Niger Delta region of Nigeria / Bulatovskie readings: proceedings of the I International Scientific Conference (31 March 2017) in 5 volumes : a collection of articles / edited by Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2017. – Vol. 4: Design, Construction and Operation of Pipeline Transport Systems. Chemical technology and ecology in oil and gas industry – P. 231–234.
25. Yakovlev A.L., Pantsarnikov D.S., Savenok O.V. Analysis of the influence methods on the bottom hole formation zone in the Samotlor field conditions // Oil. Gas. Novatsii. – 2017. – № 2/2017. – P. 36–51.
26. Yartiev A.F., Saetgaraev R.H., Podavalov V.B. Acid emulsion application in NGDU «Bavlyneft» PJSC «TATNEFT» named after V.D. Shashin / Bulatovskie readings: materials of II International Scientific and Practical Conference (March 31, 2018) in 7 volumes : a collection of articles / under general editorship of Dr. Sci. – Krasnodar : Publishing House – South, 2018. – T. 2 in 2 part: Development of oil and gas fields. – PART 2. – P. 248–254.
27. Appah D. New gravel–pack technique reduces sand production in Niger Delta wells // Oil & Gas Journal. – 2001. – Volume 99, Number 27. – P. 44.
28. Ayotamuno M.J., Akor A.J., Igbo T.J. Effluent quality and wastes from petroleum drilling operations in the Niger Delta, Nigeria // Environmental Management and Health. – 2002. – Volume 13, Number 2. – P. 207–216.
29. Nwizug-bee Leyii Kluivert, Savenok O.V., Moisa Yu.N., Ivanov D.Yu. Physical and Chemical impacts on Bituminous core samples under Thermobaric conditions on a deposit in South Western Nigeria // International Journal of Applied Engineering Research (IJAER). – 2017. – Volume 12, Number 23. – Pp. 13788–13795.
30. Nwizug-bee Leyii Kluivert. Heavy oil deposits and compositional analysis of some bituminous oil sand samples from South Western Nigeria // Sustainable mountain development. – 2018. – V. 10. – № 1 (35). – P. 63–68.

31. Nwizug-bee Leyii Kluivert, Konne dr. Joshua Lelesi, Kinate Bright Bariakpoa. Mineralogy and bitumen analysis of Yegbata bituminous deposit of South Western Nigeria // Sustainable mountain development. – 2018. – Т. 10. – № 3 (37). – P. 343–348.
32. Onojake M.C., Anyanwu C.O., Iwuoha G.N. Chemical fingerprinting and diagnostic of Agbada-1 oil spill impacted sites in Niger Delta, Nigeria // Egyptian Journal of Petroleum. – 2016. – Volume 25, Number 4. – Pp. 465–471.
33. Zhao P., Wu J., Li X., Li D., Zhao X. Sedimentary architecture characteristics of gravity flow channel sand bodies in the front of Niger Delta // Shipbuilding of China. – 2017. – Volume 58, Number 1. – Pp. 189–201.