

Задачей нашей научно-исследовательской работы является изучение минерального состояния почвы с целью наблюдения геобиоценоза почва – корма – животное в ООО «Дубовицкое» Малоархангельского района Орловской области.

На первом этапе работы проведен анализ почвы пяти полей данного хозяйства. Для определения катионов и анионов в почвенных образцах использовали прибор «Капель – 104 Т» для прове-

дения капиллярного электрофореза, включающего следующую подготовительную работу: отбор проб, подготовку системы капиллярного электрофореза, приготовление вспомогательных и градуировочных растворов. Отбор проб проводили по ГОСТ 17.4.3.01, ГОСТ 17.4.4.02, ГОСТ 28168, масса отбираемой пробы составляла 0,5 кг.

По окончании исследований получены следующие результаты (таблица 1 и 2):

Таблица 2. Содержание анионов в почвенных вытяжках

№ поля	Хлорид-ион	Нитрит-ион	Сульфат-ион	Фосфат-ион
1	0,212	0,47	2,84	5,91
2	0,225	0,49	2,90	5,60
3	0,241	0,53	2,70	5,98
4	0,262	0,62	2,80	5,97
5	0,242	0,71	2,90	8,00

Результаты исследования почвенных вытяжек, представленные в таблицах 1 и 2, говорят о том, что содержание катионов и анионов в почве полей

ООО «Дубовицкое». С помощью прибора И-500 была определена общая кислотность образцов. Результаты исследований представлены в таблице 3.

Таблица 3. Значение pH почвенных образцов

№ поля	Значение pH
1	6,80
2	6,99
3	6,89
4	6,91
5	6,95

Анализ полученных экспериментальных данных показал, что на пяти исследуемых полях при трехкратном анализе почвенных образцов установлены значения pH в пределах 6,80 – 7,00, и это дает

право говорить о том, что для повышения урожайности сельскохозяйственных культур в данном хозяйстве внесение дополнительных минеральных и органических удобрений не целесообразно.

Геолого-минералогические науки

ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ ГАЗА И ОГРАНИЧЕНИЯ ВОДОПРИТОКОВ НА АГКМ

Абдуль Карим Али Тахер
Уфимский государственный нефтяной
технический университет,
г. Уфа, Россия

Астраханское газоконденсатное месторождение (АГКМ) одно из крупнейших в мире по запасам основных компонентов – более 4 трлн. м³ газа, около 1 млрд. тонн серы и 900 млн. тонн конденсата.

Месторождение введено в опытно-промышленную эксплуатацию в конце 1986 года и до на-

стоящего времени годовая добыча не превышает 0,2 % от геологических запасов. На обслуживании Газопромыслового управления ООО «Газпром-добычи, Астрахань» находится 217 скважин, из которых 131 эксплуатационная скважина.

По состоянию на 15.04.2004 года из месторождения добыто 100 млрд. м³ газа и 23 млн. тонн нестабильного конденсата.

Работы по интенсификации притока газа в процессе эксплуатации скважин на АГКМ проводятся с 1986 года. Проведено более 2000 обработок продуктивного карбонатного пласта. Применялись различные технологии обработок: метанольная обработка (МО), кислотная ванна (КВ), солянокислотная обработка (СКО), мета-

нольно-солянокислотная обработка (МСКО), СКО с использованием углеводородо-кислотной эмульсии (СКОЭ), гидравлический (гидро-кислотный) разрыв пласта (ГРП) и применение кислотных растворов избирательного действия[1].

1. Группирование объектов разработки АГКМ

С увеличением размерности признакового пространства возрастают трудности изучения геологических объектов, и возникает проблема замены многочисленных наблюдаемых признаков меньшим их числом, без существенной потери полезной информации. Одним из наиболее распространенных методов решения этой задачи является метод главных компонент [2].

Основой метода главных компонент является линейное преобразование m исходных переменных (признаков) в m новых переменных, где каждая новая переменная представляет собой линейное сочетание исходных. В процессе преобразования векторы наблюдаемых переменных заменяются новыми векторами (главными-компонентами), которые вносят резко различные вклады в суммарную дисперсию многомерных признаков. Сокращение пространства признаков достигается путем отбора нескольких наиболее информативных компонент, обеспечивающих основную долю суммарной дисперсии. Это приводит к заметному умень-

шению их общего числа за счет наименее информативных компонент, отражающих малые доли суммарной дисперсии[3].

С целью повышения эффективности методов интенсификации добычи газа было отобрано 33 объекта разработки газодобывающих скважин АГКМ и построены геолого-статистические модели для идентифицированных групп скважин с использованием методов главных компонент и дискриминантного анализа. Выделены три группы объектов.

Первая группа объектов представлена газодобывающими скважинами, характеризующимися высокими значениями водогазового фактора, средними дебитами и расположенные в водогазовой зоне залежи.

Вторая группа представлена высокодебитными скважинами с низкими конденсато- и водогазовым факторами, эксплуатирующими чисто газовую часть залежи.

Скважины третьей группы имеют низкие дебиты при высоких значениях конденсатоговального и небольших водогазового фактора.

В пределах первой группы наиболее близко к центру группирования расположена скважина № 106; в пределах второй - № 116; в пределах третьей - № 722.

Изменение ВГФ и дебита скв. №722 после проведения опытных работ по водоизоляции

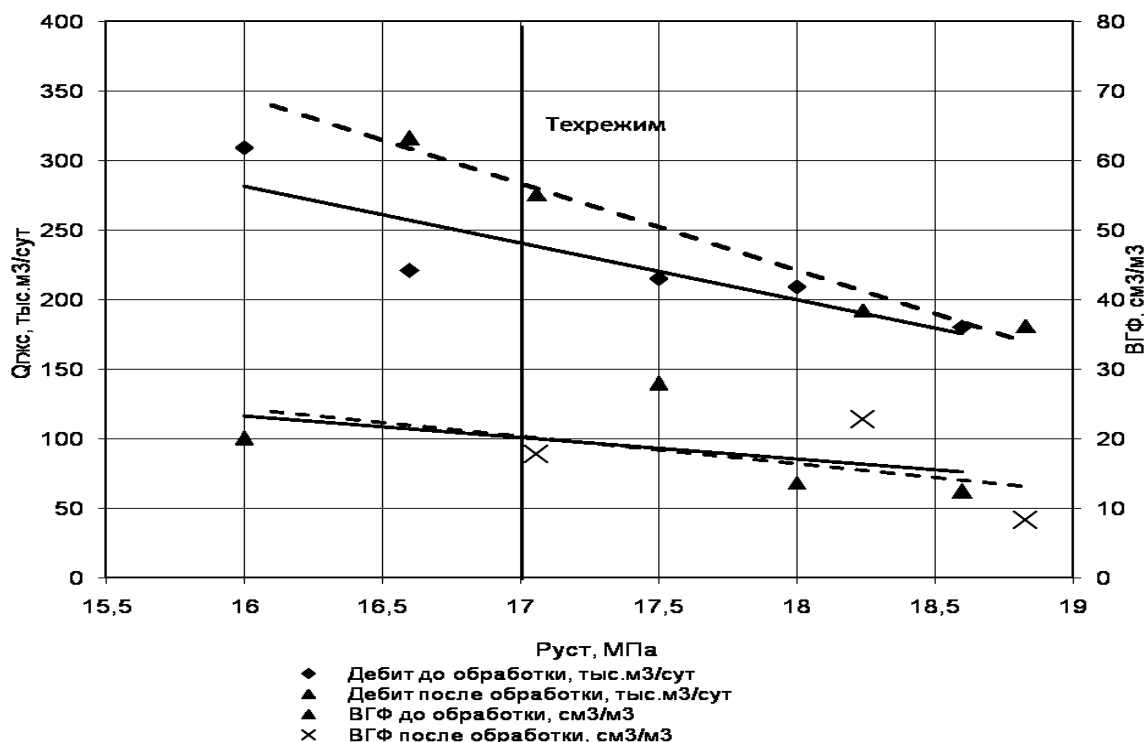


Рис. 1. Результаты гидродинамических исследований на СКВ. 722

2. Проведение испытаний разработанной технологии на скважинах АГКМ

На скважине № 106 проведены водоизоляционные работы с использованием реагентов на основе алюмохлоридов — «КАРФАС» и сшитых полимерных систем «ПВВ+сшиватель». Прогнозируется снижение проницаемости высокопроницаемых водопроводящих трещин и снижение водогазового фактора газовой скважины.

На скважине № 116 проведены работы по гидрофобизации призабойной зоны продуктивного пласта и удаление жидкости из забоя скважины с использованием реагентов «ЗСК-1М» и ПАВ (Неонол АФ9-12). Прогнозируется снижение водогазового фактора без снижения дебита газа обрабатываемой скважины.

На скважине № 722 проведены водоизоляционные работы по интенсификации добычи газа с использованием реагентов на основе алюмосиликатов (АСС-1) и водометанольной смеси. Анализ результатов показал, что водогазовый фактор ВГФ остался на прежнем уровне, а дебит газа увеличился на 15%.

По данным специалистов ГПУ ООО «Газпромдобыча; Астрахань» с 20.11 по 12.12.2007г. проводились гидродинамические исследования (рис.1).

На основании вышеизложенного, результаты проведенных опытных работ по интенсификации с элементами водоизоляции принято считать положительными.

Таким образом, применение на рассматриваемом АГКМ на первом этапе гелеобразующих составов на основе кислотных алюмосиликатов показало удовлетворительные результаты. Развитие этих работ на месторождении требует системного подхода к решению задач по выбору опытных участков и скважин, параметров гелеобразующих составов и объемов закачки с учетом местных геолого-физических и технологических условий разработки.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Андреев А.Е. «Повышение эффективности технологий интенсификации добычи газа с применением кислотных растворов избирательного действия», Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук. Уфа, ГУП «ИПТЭР» 2004.— 22 с.
2. Зорькина Л.М. Воды нефтяных и газовых месторождений СССР. Справочник. — М.: Недра, 1989. — 382 с.
3. Котенев. В.Г. Щербинин, А.Г. Нугаибеков. Р.Я. и др. Применение математических методов в нефтегазопромысловой геологии. — Уфа. Изд-во УГНТУ, 1998 — 179 с.

О ПОВЕРХНОСТНЫХ НЕФТЕПРОЯВЛЕНИЯХ НА ТЕРРИТОРИИ ИРАКА

Зайбель Х.Г.

*Уфимский государственный нефтяной
технический университет,
Уфа, Россия*

Как мы отмечали, Иракская территория в последние 5 млн.лет (неогеновый этап) претерпела существенные структурно-тектонические преобразования, оказавшись вовлеченной в зону субдукции. Последствия ее оказались более чем наглядными. Выходы углеводородов и связанные с ними признаки встречаются в двух основных поясах. Первый расположен вдоль западной границы Месопотамской зоны (Евфратский пограничный разлом), часто на пересечениях с поперечными разломами. Он протягивается далее на север вдоль разлома Абу Джир и по реке Тигр на север Ирака. Местоположение этих выходов отчетливо контролируется и по всей вероятности соотносится с западной границей верхнеюрских пород свиты Готния.

Второй пояс приурочен к некоторым структурам в Предгорной зоне: антиклиналям Джиллабат и Хемрин в бассейне Киркук. «Вечные огни» нефтеносной структуры Киркук, а также многочисленные просачивания битума и «оплавленные» горные породы, образующиеся при возгорании газа на юге структуры Хемрин - это характерные явления при выходах углеводородов по верхности[1].

Активные явления просачивания нефти по реке Тигр в районе Мосула, выходы битума „Мосул” и „Каяра” и четыре центра месторождений серы связаны с выходами нефти в свите Фатха и окислением в ней сульфатных прослоев гипса и ангидрита[2]. Кроме того, к просачиванию серной кислоты, образованной окислением сернистого газа верхними грунтовыми водами, относятся некоторые кислые почвы - порцелланит, содержащие сульфаты калия и железа. Предполагается, что для формирования 1 трлн. тонн вероятных запасов серы, образовавшихся в четырех центрах минерализации на севере Ирака, потребовалось около 1-2 трлн. тонн нефти в качестве исходного сырья [3].

В зоне выходов нефти Абу Джир распространены крупные выходы битума в виде кратерных озер диаметром более 2 км или небольших жерл. Самые известные из них - это Абу Джир, Айн Джаба, Айн Хит и Атайт. Мощные прослои битума чередуются с мергелями и карбонатами свиты Фатха. К югу и северу от города Хит нередко встречаются натёки травертина. Солёные источники наблюдаются вдоль зоны этого разлома в особенности близ Шитата. Активные проявления просачивания начались в среднем миоцене. Значительный объем нефти поступил на поверхность в этом поясе. Нефть,