

Библиографический список

1. Абызбаев И.И., Саттаров М.М., Карцева А.В. Разработка нефтяных месторождений при режиме растворенного газа. М.: Гостонтехиздат, 1962. 152 с.
2. Гудков В.П., Мордвинов В.А., Шурубор Ю.В. Расчет технологических показателей разработки нефтяных залежей при режимах истощения: Учеб.пособие/ Перм. гос. техн. ун-т. Пермь, 1996. 57 с.
3. Дементьев Л.Ф. Общая технология разработки нефтяных и газовых месторождений (системная концепция): Конспект лекций / Перм. гос. техн. ун-т. Пермь, 1993. 154 с.
4. Лысенко В.Д. Когда режим истощения лучше режима заводнения // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. 1994. № 11. С. 46-49.
5. Шурубор Ю.В. Системно-структурный подход: точка зрения инженера-разработчика нефтяных и газовых месторождений // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. 1996. № 6, 7. С.11-17.

Получено 12.12.2000

УДК 553.98.041

И.А.Козлова, И.В.Ванцева
Пермский государственный технический университет

ИСТОРИКО-ГЕНЕТИЧЕСКИЕ ФАКТОРЫ НЕФТЕГАЗООБРАЗОВАНИЯ И ИХ ВЛИЯНИЕ НА ФАЗОВОЕ СОСТОЯНИЕ ФЛЮИДОВ

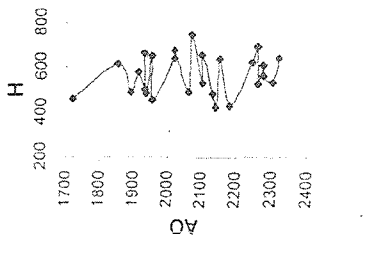
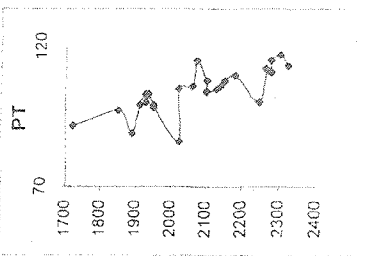
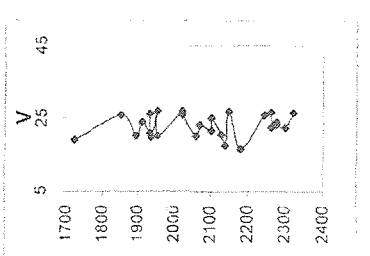
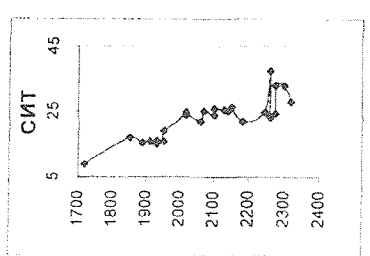
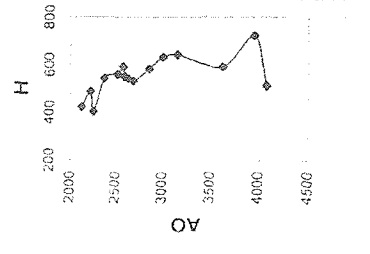
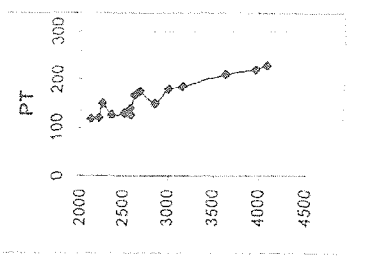
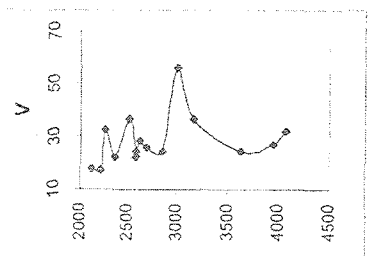
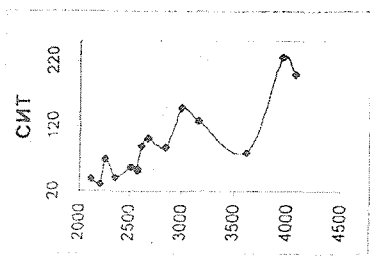
Анализируется динамика нефтегазобразовательных процессов в доманиковых отложениях различных геоструктурных зон северо-востока Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Показано влияние историко-генетических факторов на фазовое состояние генерируемых углеводородов.

Известно, что условия образования нефтегазоматеринских толщ (НГМТ), их мощность, глубина погружения, а также литологический состав и концентрация рассеянного органического вещества (РОВ) являются исходными факторами нефтегазобразования. В процессе накопления и дальнейшего погружения НГМТ испытывают влияние внешних факторов: температуры, давления, гидрохимической активности вод и др. В связи с этим генерационная способность этих толщ определяется еще и степенью катагенетической преобразованности. На примере классической НГМТ – доманиковых отложений северо-востока Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (ВУ НГП) – рассмотрим влияние некоторых историко-генетических факторов на процессы генерации и фазовое состояние УВ.

Глинисто-кремнистые, карбонатно-битуминозные отложения доманикового типа приурочены к семилукскому горизонту нижнефранского подъяруса. Также его аналоги выделяются в саргаевском и бурегском горизонтах франского яруса, в фаменском ярусе и частично в отложениях турнейского яруса. Указанные толщи формировались в депрессионном морском бассейне с глубинами 300-500 м в условиях длительного некомпенсированного прогибания в зоне развития Камско-Кинельской системы палеовпадин (ККСВ).

На рисунке приведены графики изменения основных историко-генетических показателей (мощности девонско-турнейской толщи, палеотемпературы, скорости погружения толщи и параметра суммарного импульса тепла – СИТ) в зависимости от абсолютных отметок современных глубин (АО) для платформенной части (б) и территории прогиба (а). Показатели получены с помощью проведенного графического моделирования и дальнейших математических расчетов по методике [1]. Глубина погружения (H) указанной толщи в зоне развития платформенных впадин изменяется от 1700 до 2500 м, тогда как во впадинах ККСВ, развитых на территории современного Предуральского прогиба, она значительно больше: 2000-4000 м. Следует отметить, что мощность отложений ($H_{D_3-C_1U}$) составляет 350-750 м в зависимости от типа вскрытого разреза (депрессионный, сводовый или бортовой). В прямой зависимости от глубины погружения находится параметр палеотемпературы (PT), достигнутой породами за время их погружения. На территории платформенных впадин палеотемпература в девонско-турнейской толще изменяется от 80 до 120°C. В прогибе эти толщи прогревались от 100 до 230°C. Ограничив температурные границы проявления главной фазы нефтеобразования (ГФН) для ВУ НГП 70-80°C (начало) и 120-130°C (выход), можно сделать вывод о том, что платформенная толща практически полностью находилась в главной зоне нефтеобразования (ГЗН). НГМ толщи, залегающие в пределах прогиба, находились в зонах нефтеобразования, газообразования ($PT > 130-140^\circ\text{C}$) и высокотемпературного газообразования ($PT > 170-180^\circ\text{C}$).

Существенно отличается и показатель скорости осадконакопления (V) доманиковых толщ на платформенной части и в прогибе. В целом влияние скорости определяется возрастом бассейна. Чем моложе складчатое основание, а следовательно, выше тепловой поток и скорость погружения, тем «выше» положение ГЗН. Скорость погружения влияет не только на глубинную приуроченность зон нефтеобразования, но и на их температурные границы. Так, чем больше скорость осадконакопления при одинаковых температурах, тем на больших глубинах располагаются зоны катагенеза [2]. Скорость погружения толщ в прогибе была в 2 и более раз выше, чем на платформе (15-60 м/млн. лет против 15-25 м/млн. лет). Следует отметить, что толщи, развитые на территории прогиба, имели максимальные скорости погружения в позднекаменноугольную и раннепермскую эпохи, когда происходило формирование Предуральского краевого прогиба.



А

Б

Рис. Зависимости основных историко-генетических параметров: а – для прогиба, б – для платформы

Степень преобразованности РОВ и условия катагенеза учтены в комплексном параметре СИТ, рассчитанном в условных единицах. Граничные значения СИТ в соответствии со стадиями катагенеза приведены в таблице.

Граничные значения СИТ для стадий катагенеза

Стадия катагенеза	Граничное значение СИТ, усл. ед.	Фазы нефтегазогенерации
ПК ₃	4-6	Начальная (н)
МК ₁	6-12	Главная фаза нефтеобразования
МК ₂	12-25	
МК ₃	25-40	Конечная (н)
МК ₄	40-70	Начальная (г)
МК ₅	70-100	Главная фаза газообразования
АК	>100	Термокаталитическая фаза газообразования

В пределах платформенных впадин СИТ изменяется от 10 до 40 усл.ед., что соответствует стадиям от ПК₃ до МК₃, т.е. всем этапам нефтеобразования. Очевидно, что наиболее полно реализовали свой нефтематеринский потенциал отложения подошвы рассматриваемого комплекса, т.е. франско-фаменские толщи. Во впадинах, приуроченных к прогибу, отмечены значения СИТ от 20 до 220 усл.ед. Здесь доманиковые отложения полностью реализовали свой нефтематеринский потенциал и, погрузившись до глубин свыше 2500 м, находились в различных фазах газогенерации.

Таким образом, для рассматриваемой территории можно выявить следующее распределение фазовой зональности генерируемых УВ [3]. На платформе исходя из прогнозируемых условий катагенеза можно выделить 2 зоны, распространяющиеся с юго-запада на восток-юго-восток. Первая (отвечающая началу нефтеобразования) – относительно тяжелые (0,89-0,92 г/см³), высокосернистые, сильносмолистые нефти нафтенового типа (юго-восточный борт Сарапульской впадины); вторая (проявление главной фазы нефтеобразования) – нефти средней тяжести (0,86-0,89 г/см³) с невысоким содержанием смол и серы (северо-западный борт Сарапульской, Шалымская, Калининская впадины). В пределах современного Предуральского прогиба выделяется 4 различные зоны. Первая (конечный этап нефтеобразования) – относительно легкие нефти (0,84-0,86 г/см³) с высоким газовым фактором, малосернистые и малосмолистые (районы нефтяных месторождений Истокское, Романшорское, Ульяновское Яйвенско-Вишерской и Добрянско-Кизеловской впадин); вторая (начальный этап газообразования) – нефти газоконденсатной подзоны с плотностью 0,8-0,83 г/см³ (Чашкинское, Бельское, Гежское, Сибирское месторождения Яйвенско-Вишерской и Добрянско-Кизеловской впадин); третья (главная фаза газо-

образования) – нефтеконденсаты плотностью 0,8-0,76 г/см³ с высоким содержанием метаново-нафтеновых компонентов и газов (Бруснянское, Каравайское, Тулумбасовское месторождения Уткинско-Серебрянской впадины); четвертая (зона жесткого высокотемпературного газообразования) – газы (Бухаровское, Сухореченское, Кедровское месторождения Уткинско-Серебрянской впадины).

Проведенный по комплексу показателей анализ позволил выделить в пределах ККСВ зоны с различным фазовым состоянием флюидов в соответствии с динамикой нефтегазообразовательных процессов.

Библиографический список

1. Польштер Л.А., Висковский В.А. и др. Историко-генетический метод оценки перспектив нефтегазоносности. М.: Недра, 1984.
2. Максимов С.П., Кунин Н.Я. и др. Цикличность геологических процессов и проблема нефтегазоносности. М.: Недра, 1977.

Получено 15.11.2000

УДК 622.276

С.В. Колесников, С.В. Козлов
Управление «Пермнефтегаз»

РЕШЕНИЕ ЗАДАЧИ РАЗУКРУПНЕНИЯ ГАЗОВОГО ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО ОБЪЕКТА КОНСТАНТИНОВСКОЙ ПЛОЩАДИ БАТЫРБАЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Для решения задачи разукрупнения эксплуатационного объекта использован метод электрогидродинамической аналогии. Метод позволил оценить величину изменения дебитов пластов после их перевода в самостоятельные объекты.

Одной из важнейших проблем, стоящих при разработке многопластовых газовых месторождений, когда несколько залежей объединены в один эксплуатационный объект (ЭО), является сложность контроля за основными технологическими показателями разработки отдельных пластов, их степенью выработки, взаимовлиянием. В связи с этим усложняется процесс регулирования разработки отдельных залежей, что приводит к снижению суммарного дебита пластов, уменьшению коэффициента охвата объекта разработкой, сокращению безводного периода эксплуатации, снижению удельной продуктивности пластов и, в конечном счете, уменьшению коэффициента газоотдачи.

Существенным недостатком разработки газовых залежей Константиновской площади является то, что здесь не существует отдельной сетки скважин на каждую залежь. Это результат деятельности конца 70-х – начала 80-х годов, ко-