

Геолого-геохимический модуль компьютеризированной станции ГТИ. Воспоминания о будущем

Головин Б.А., Головин К.Б., Калининкова М.В., Волкова Е.Н., СГУ, г. Саратов

За последние годы у нас в стране и за рубежом наметилась тенденция снижения эффективности комплекса ГИС в целом. Кроме того, в связи с возрастанием глубин скважин увеличилось число аварий и возросла необходимость оптимизации самого процесса бурения и исследования скважин. С учетом этих факторов проблемы, касающиеся развития систем получения геологической, геохимической и буровой информации в процессе бурения, включающих обычно геолого-геохимическую и технологическую подсистемы сбора и обработки информации, приобретают особое значение.

Ключевым моментом в постановке проблемы создания службы геолого-технологических исследований в нашей стране послужило объединенное заседание секций геологии, нефтепромышленой и полевой геофизики, бурения нефтяных и газовых скважин НТС Миннефтепрома и НТО «Горное», состоявшееся 21-24 апреля 1975 года в г. Грозном, на котором присутствовал один из авторов настоящей статьи.

Авторами - разработчиками были рассмотрены информативные параметры и критерии для решения следующих основных геолого-геохимических задач [1,2]:

- литолого-стратиграфического расчленения разрезов;
- прогнозирования геологических объ-

- ектов и зон АВПД до их вскрытия;
- выделения нефте-газонасыщенных интервалов и оценка характера и степени их насыщения;
- оценка коллекторских свойств перспективных пластов.

Созданный геолого-геохимический модуль с определенной долей условности был представлен двумя подсистемами: геолого-геохимической и литолого - петрофизической.

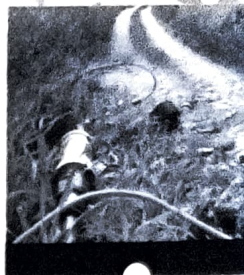
Геолого-геохимическая подсистема включала: дегазатор непрерывного действия, газовоздушную линию от дегазатора к газоанализатору, хроматограф для компонентного анализа содержания УВ газов в газовоздушной смеси, суммарный газоанализатор, определяющий содержание горючих газов в газовоздушной смеси и индикатор сероводорода. Сюда же включался термовакuumный дегазатор промысловой жидкости и шлама эпизодического действия.

Литолого - петрофизическая подсистема состояла из: шламоотборника, приборов для осушки шлама, определения пористости, карбонатности, минералогического состава, люминисцентно-битуминологического анализа.

В таблице 1 приведены информативные параметры, критерии выделения и установлена необходимая точность регистрации для уверенного решения перечисленных выше задач.

Таблица 1. Оперативные параметры и критерии для решения оперативных задач ГТИ

Цели и задачи	Информативные параметры	Критерии по задачам	Оценка по задачам	Требуемая точность	Рекомендуемая аппаратура	Оптимальные условия измерения
1	2	3	4	5	6	7
1. Литологическое расчленение разреза						
1.1. Выделение песчано-алевритовых пород	% содержание минеральных составляющих	Спесч > 90% , 1-комп. система Спесч < 90% , 2-комп. система 3-комп. и более	мономиктовые песчаники и алевриты олигомиктовые песчаники и алевриты полимиктовые песчаники и алевриты	20%	ИКА-1	* $\lambda = 9.9$ мкм. Степень измельчения породы = 6 мкм. Время анализа - 5 мин. Соотношение компонентов определяются по палетке.



ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ РАЗВЕДОЧНОЙ ГЕОФИЗИКИ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН

	Размер зерен	>1 мм 0.05-1.0 мм 0.005-0.05 мм	Грубообломочные песчаник алевролит		МБС-9	** Просмотр образцов в отраженном свете при увеличении 3.5* - 20*
1.2.Выделение глинистых пород	% содержание	$C_{гг} > 30\%$	глины		МБС-9	См.**
	Дисперсность	Фракционный состав меньше 0.005	-"	-"	-"	-"
1.3.Выделение карбонатных пород	% содержание минералогических составляющих	Скарб > 50% Сдол > 50% Скал > 50% Сгл > 50%	карбонатные породы доломиты известняки мергели	20%	ИКА-1	$\lambda = 7.0 \text{ мкм. см.}$
	% соотношение $C_{кальц.}$ $C_{дол.}$ $C_{н.о.}$					
		Скал > 50%	известняки			
		Сдол > 50%	доломиты	20%	РГЗ-1	*** Навеска 0.3г. автоматическая регистрация скорости реакции CaCO_3 и $\text{CaH}(\text{CO})_3$ с 17% HCL. m_1 и m_2 определяются по калибровочному графику
	н.о. - $C_{кальц.}$ $C_{дол}$	$C_{н.о.} > 50\%$				
	Размер зерен	>0.5 мм 0.1-0.5 мм 0.5-0.01 мм 0.1-0.05 мм <0.05 мм	крупнозернистая порода среднезернистая порода мелкозернистая порода тонкозернистая порода микрозернистая порода		МБС-9	См. **
1.4.Выделение сульфатных пород	% содержание минеральных составляющих	$C_{сульф.} > 50\%$ $C_{гипс} > 50\%$ $C_{снгид.} > 50\%$	Сульфатные породы Гипс ангидрит	качественная химическая реакция	МБС-9	Растворяется в H_2O Растворяется в HCL См. **
1.5.Выделение хлоридных пород	% содержание минеральных составляющих	$C_{хлор.} > 50\%$ $C_{галита} > 50\%$ $C_{сильв.} > 50\%$ $C_{скарн.} > 50\%$	Хлоридные породы Галит Сильвин Карналлит	Качественная химическая реакция	МБС-9	См. ** Легко растворяется в H_2O

1.6.Выделение
вулканогенно-
осадочных
пород

%
содержание
пирокласти-
ческого
материала

$C_{пк} > 90\%$
 $C_{пк} > 30\%$

Туфы
Туффиты

МБС-9

См. **

2.Прогнозиро-
вание
геологических
объектов и зон
АВПД до их
вскрытия

2.1.Выделение
покрышек

Литология
Мощность

$C_{гл} > 30\%$
 $h > 10 \text{ м}$

Глинистая
покрышка

10 %

ИКА-1

См. **

%концентр.
солей
мощность

$C_{солей} > 50\%$
 $h > 100 \text{ м}$

Солевая
покрышка

2.2.Выделение
зон АВПД

Содержание
связанной
воды
 $m = \frac{(\alpha_1 + K_1) \cdot D_1}{1 + (\alpha_2 + K_2) \cdot D_2} \cdot 100$

$R_{пл} > 1.3 R_{гидрос}$

АВПД

10 %

ИКА-1

=6.5 мкм. См.

2.3.Выделение
коллекторов

Экспонента
 $\log \frac{R}{196.8N}$
 $\alpha = \frac{1.498W}{106D}$

$R_{пл} > 1.3 R_{гидрос}$

АВПД

СГТ-1

При оптимальных
режимах бурения

Плотность
насыщенной
породы

- -

- -

10 %

ВТ-500

Навеска 0.2-0.4 г.
Рабочая жидкость
- керосин. Время
насыщения 30
мин. Время
анализа - 15 мин.

Проницае-
мость

$K_{по} > 5\%$
 $K_{пр} > 0.01$
 $C_{гл.эф.} > 3\%$
 $C_{гл} < 20\%$
 $\Delta Q 0.5$
м3/час
 $\Delta h 10 \text{ см}$

коллектор
коллектор
- -

10%

Эталонна
я коллек-
ция по
Ханину

Сравнение
исследуемых
образцов с
образцами с
известной
пористостью

пористость
эффект.
Глинистость
Поглощение
Провал
инструм.

ЯМР
ИКА-1
СГТ-1

См. ****
См. *

3.Выделение
нефтегазона-
сыщенных
интервалов и
оценка
характера и
степени их
насыщения

Газосодер-
жание
бурового
раствора

$q_{пж} > 2\%$

Пласт
выделяется
как
газонефтен-
а-сыщенный

10%

ЖГ-1,ТВД

$V_{пр} = 250 \text{ см}^3$

Степень
дегазации не
менее 95 %.
Определение
производится по
6 компонентам С1
- С2 углеводо-
в. Чувствитель-
ность по СН4
менее 10-4 % об.
Анализ эпизоди-
ческий

Газосодер-
жание шлама

$q_{шл} > 2\%$

- "-

- "-

- "-



ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ РАЗВЕДОЧНОЙ ГЕОФИЗИКИ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН

Нефтенасыщенность $K_H = \frac{V_H}{V_K} \cdot 100$	$K_H > 10\%$	Пласт нефтенасыщенный	5 %	АДЖ-1	Температура нагрева 2000С. Вес навески 100 г. Время анализа 30 – 90 мин.
Водонасыщенность $K_B = \frac{V_B}{V_K} \cdot 100$	$K_B > 90\%$	Пласт водонасыщенный	>10 %	-"-	-"-
Газонасыщенность ПЖ $F_r = \frac{1.46 \cdot V_g \cdot z \cdot T}{\pi \cdot d^2 \cdot C \cdot H}$	$2 < F_g < 5\%$ $6 < F_{нг} < 10\%$ $F < 2\%$	Пласт газонасыщенный Пласт нефтегазонасыщенный Пласт водонасыщенный	10 %	ЖГ-1, КД	Степень дегазации не менее 95 %. Определение по навески компонентам $C_1 - C_6$ углеводородов. Анализ непрерывный
Подвижность УВ	Размер пятна и цвет вытяжки	Согласно методике В.Н. Фроловской с изменениями авторов [2, 4]		АБТ-1	$\lambda = 3.66$ мкм. Экстракция образцов хлороформ.
% содержание битумов	$C_H > 5\%V$ породы	Пласт нефтенасыщенный	10 %	ИКА-1	$\lambda = 3.42$ мкм. См. *
4. Оценка коллекторских свойств перспективных пластов					
Литология	Песчаники Алевриты Карбонаты Вулканогенная порода	Возможный коллектор		МБС-9	См. **
% содержание глин	$C_{гл} > 10\%$		10 %	ИКА-1	См. *
Пористость открытая	*Кпо < 5% 5 < Кпо < 10% 10 < Кпо < 15 % 15 < Кпо < 20 % Кпо > 20 %	коллектор слабопористый коллектор среднепористый коллектор сильнопористый коллектор экстра класса	10 %	ВТ-500	**** Навеска 0.2-0.4 г. Рабочая жидкость керосин. Время насыщения 30 мин. Время анализа 5 мин.
Литология	$C_{н.о.} < 20\%$	коллектор	10 %	РГЗ-1	См. ****
Наличие пор	$K_{по} > 3\%$	Гранулярный коллектор	10 %	ВТ-500, ЯМР по Ханину	См. ниже ****
Проницаемость	$K_{пр} > 0.01$ мд	-"-			

Поглощение Трещенова- тость	$\Delta Q > 0.5$ м ³ /час Раскрытие трещин >0.1мм	Трещинный коллектор "-"		СГТ-1 МБС-9	При оптимальных условиях См.
Наличие пор Каверно- зность Провал инструмента	$K_{по} < 3 \%$ Размер пор $D > 2\text{мм}$ $\Delta H > 10\text{см}$	Каверновый коллектор	10%	ВТ-500, ЯМР МБС-9 СГТ-1	См. **** См. ** При оптимальных условиях бурения
Наличие пор Поглощение	$K_{по} > 3 \%$ $\Delta \varphi > 0.5$ м ³ /час			ВТ-500, ЯМР СГТ-1	См. При оптимальных условиях бурения
Трещинова- тость	раскрытость >0.1мм	Смешанный коллектор		МБС-1 "-"	См. ** "-"
Каверноз- ность Провал инструмента	$D > 2\text{мм}$ $\Delta H > 10\text{см}$			СГТ-1	При оптимальных условиях бурения
Пористость открытая	Аналогично	Аналогично	10%	ЯМР	**** V пробы = 3 см ³ . Рабочая жидкость керосин. Размер фракции пробы 2.5- 7мм. Калибровка производится по эталонным водородосо- держащим жидкостям. Время анализа 15 мин.
Пористость эффективная; $K_{п\text{эф}}$.	Время релаксации T_1 и T_2	коллектор	10%	"-"	
Газопроницае- мость $K_{пр}$	Тип породы $K_{п\text{эф}}$	"-"		по Ханину	Оценка $K_{п\text{эф}}$. По петрофизическим зависимостям в зависимости от типа пород.

Разработанный геолог – геохимический модуль компьютеризированной станции ГТИ и его методическое обеспечение позволили получать исчерпывающую геолого-геохимическую информацию о разрезе бурящейся скважины.

По своим техническим характеристикам и уровню данный модуль превосходит аналогичные системы зарубежных фирм («Джисервисис», «Джиолог» и др.). Появилась возможность системного геохимического и петрофизического моделирования пластовых резервуаров в процессе бурения. Определялись геохимические параметры, зависящие от физико-химических условий среды, элементарно-минералогического состава пород, изменений этих свойств под воздействием насыщающих породу флюидов, типа и состава УВ флюида. Анализировались петрофизические свойства пород, контролирующиеся, главным образом, условиями осадконакопления

и постседиментационными преобразованиями, во многом зависящими от глубины залегания нефтегазоносных объектов. На аппаратном уровне решался ряд важных нефтегеологических задач, в том числе вертикальное и латеральное прогнозирование пород – коллекторов и флюидоупоров, нефтегазоносности геологического разреза и зон АВПД [3].

В таблице 2 представлен разработанный авторами аппаратно-методический комплекс для измерения литолого-петрофизических и геохимических параметров пород по шламу и керну.

Рассмотренные выше особенности аппаратно-методического комплекса измерения петрофизических характеристик шлама, керна и промывочной жидкости обуславливали специфичность технологической схемы проведения анализов и их интерпретации в системе ГТИ и включали следующую

Таблица 2. Аппаратурно-методический комплекс для измерения литолого-петрофизических параметров пород по шламу и керну

№	Геологические задачи	Наименование приборов	Методика работ	Методическое обеспечение
1	Литологическое расчленение разреза по данным изучения шлама и керна	Бинокляр МБС – 10 Карбонатометр РГЗ – 10 Инфра-красный анализатор ИКС – 1 Микроскоп поляризационный «ПОЛАМ» Гамма-спектро-метр	Визуальное определение литологического состава и структуры пород в пробах шлама и керна. Определение кальцита, доломита и нерастворимого остатка в пробах шлама и керна. Количественное определение минералогического состава пород, содержания межслоевой воды и нефтесодержания. Расчет литолого-петрофизических параметров. Изучение шлифов, иммерсионных аппаратов Количественное определение спектрального состава естественного гамма-поля пород (U, Th, K).	1.Методика количественного определения вещественного состава пород методом ИК – спектрометрии 2.Методика гамма-спектрометрического излучения спектрального состава естественного гамма-поля. 3.Методические рекомендации по описанию керна и распределение его на анализы.
2	Выделение коллекторов и оценка их фильтрационно – емкостных свойств, а в карбонатных интервалах разреза их типизация	Весы торсионные ВТ – 1000 Установка ядерно-магнитного резонанса АОКС – 1 Аппарат дистилляции жидкости АДЖ – 1 Прибор определения газовой проницаемости ПОГПК - 1	Взвешивание образцов шлама для определения плотности и открытой пористости. Определение открытой пористости, глинистости и остаточной водонасыщенности пород. Определение нефте- и водонасыщенности и открытой пористости образцов керна. Определение газопроницаемости в образцах керна.	1.Методика определения пористости и плотности пород на торсионных весах. 2.Методика оценки глинистости, остаточной водонасыщенности и открытой пористости методом ЯМР-анализа. 3.Определение пористости и плотности пород по керну методом Преображенского. 4.Методика определения проницаемости коллекторов. 5.Методика определения типа коллектора по данным ГИС и ЯМР.
3	Оценка флюидонасыщенности пород-коллекторов	Дегазатор раствора и шлама Хроматограф Гамма-спектрометр Аппарат дисцилляции жидкости АДЖ – 1	Обеспечение термовакuumной дегазации проб промывочной жидкости, шлама и керна. Анализ углеводородных газов. Количественное определение спектрального состава естественного гамма-поля пород (U, Th, K). Определение нефте- и водонасыщенности и открытой пористости образцов керна.	1.Методика определения связанной воды минералов трансформационного ряда монтмориллонит-гидрослюда методом ИК-спектрометрии. 2.Методика прогнозирования зон АВПД по содержанию связанной воды [3].
4	Прогнозирование зон АВПД	Установка ядерно-магнитного резонанса АОКС – 1 Весы торсионные ВТ – 1000, ВТ – 500	Определение открытой пористости, глинистости и остаточной водонасыщенности пород. Взвешивание образцового шлама с целью определения плотности и открытой пористости.	Такие же как в п.3

последовательность [4]:

- по результатам анализа шлама выделяют основные литотипы пород и осуществляют их детальную привязку к фактическим глубинам залегания, определяют литолого-петрофизические свойства пород;
- по сопоставлению коллекторских свойств, полученных по шламу, с данными ГИС диагностируются типы коллекторов;
- прослеживаются в разрезе вариации литотипов пород, мощностей коллекторских и экранирующих толщ, выявляются их связи со структурой и фациальной зональностью, что создает предпосылки для локального прогноза зон коллекторов с наилучшими емкостными характеристиками, а так же зон их отсутствия.

Описанная методика внедрена в производство полевых работ. При этом предпочтение было отдано, в первую очередь, наиболее экспрессным, реализуемым непосредственно на буровой ядерно-физическим методам анализа, к которым относятся методы инфракрасной спектрометрии, спектрофотометрии, рентгенорадиометрии, капнометрии, определения объемной и минералогической плотности.

В результате проведенных исследований и на основе опыта опробования, был разработан алгоритм комплексной методики оперативного анализа шлама с использованием вышеприведенного технологического цикла работ при выполнении стационарных ГТИ и обоснована технологическая схема прогнозирования нефтегазоносности геохимическими и петрофизическими методами.

Не идеализируя прошлое, проследившая эволюцию геолого-геохимических методов, можно констатировать постоянно снижающийся уровень этих исследований, что выразилось как в потере целого ряда информационных параметров, так и в неуклонном снижении качества представляемой заказчику информации. В частности, инструментальная методика количественного определения минералогического состава пород ограничивается оценкой кальция, доломита и нерастворимого остатка. Канул в прошлое процесс изготовления и анализа шлифов на буровой. Оценка петрофизических параметров открытой пористости и плотности, если и выполняется, то только на торсионных весах, при этом не охарактеризовывается коэффици-

ент глинистости и коэффициент незначительной нефтенасыщенности. Полевая проницаемость в полевых условиях не определяется, гамма-спектральная характеристика в перечне услуг, представляемых заказчику, не фигурирует и т.д.

За последние 20 лет в области геолого-геохимических исследований в процессе бурения был утрачен практически весь положительный опыт, являвшийся передовым в сравнении с зарубежными фирмами. В результате под сомнение поставлен вопрос получения полной геолого-геофизической информации вскрываемых скважиной пластах.

Нам думается, что у истоков этого явления стоит как снижение требовательности со стороны заказчика, так и внедрение корпоративной закрытости исходной геолого-геофизической информации. Большое влияние оказывает и человеческий фактор, так как при проведении ГТИ качество материала напрямую зависит от людей, их профессиональной подготовки и персональной ответственности за выполнение поставленных задач. Авторы глубоко убеждены, что сложившуюся ситуацию необходимо менять коренным образом, и надеются на понимание всех коллег, занятых в геофизическом сервисе.

Литература.

1. Головин Б.А. Геохимические и петрофизические методы прогнозирования нефтегазоносных объектов при бурении глубоких скважин (на примере подсолевых отложений палеозоя Прикаспийской впадины). Дис...канд.г.-м.наук. – М., 1988, 224с.
2. Способ исследования скважин в процессе бурения / И.Г. Мельников, С.А. Моисеенко, Б.А. Головин. Авторское свидетельство № 1390248 от 22.12.87.
3. Способ выявления зон аномально высоких пластовых давлений / С.Н. Морозов, Е.В. Кучерук, М.Ю. Гауберг, Б.А. Головин. Авторское свидетельство № 1130820 от 22.08.84. Приоритет изобретения 3.02.83.
4. Способ определения литологического разреза скважин в процессе бурения / А.С. Моисеенко, Т.В. Крылова, И.Г. Мельников, Б.А. Головин, Л.М. Чекалин. Авторское свидетельство № 1254144 от 1.05.86. Приоритет изобретения 5.04.85.