

МИНОБРНАУКИ РОССИИ
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего
образования
**«САРАТОВСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ Н.Г.ЧЕРНЫШЕВСКОГО»**

Кафедра геофизики

**«Характер насыщения и выделение продуктивных пород-коллекторов
по данным ГТИ и ГИС»**

АВТОРЕФЕРАТ ПО БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЕ

Студента 5 курса 531 группы
направление 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
профиль «Геолого-геофизический сервис»
геологического ф-та
Туякова Рената Андреевича

Научный руководитель

К.г.-м.н., доцент

подпись, дата

Е.Н. Волкова

Зав. кафедрой

К.г.-м.н., доцент

подпись, дата

Е.Н. Волкова

Саратов 2024

Введение. На протяжении многих лет Саратовская область была и остается высокоперспективной в нефтегазоносном отношении территорией, где экономически выгодно проведение геолого-разведочных работ на нефть и газ, даже на небольших объектах. Старые месторождения вырабатываются; без открытия новых и доразведки выявленных месторождений невозможно поддержание и увеличение добычи нефти и газа в Саратовской области, что является в настоящее время важнейшим фактором стабильности экономики.

Ждановское месторождение открыто в пределах Бортового лицензионного участка (ЛУ) в 1972 г. Залежи нефти и газа установлены в пластах К-I и К-II артинского возраста. Основным объектом изучения является залежь газа пласта К-II.

Целью бакалаврской работы является выделение залежи пласта К-II артинского яруса по газовому каротажу и ГИС в процессе бурения скважины №104 Ждановской.

Невозможно себе представить ни одного вида бурения без участия партии ГТИ. Геолого-технологические исследования проводятся для сокращения строительства скважин, оптимизации режима бурения и безаварийной проходки скважин. Главной задачей партии ГТИ являются геолого-геохимические исследования.

Данная цель подразумевает решение следующих задач:

- сбор и анализ геолого-геофизических материалов, характеризующих геологическое строение и нефтегазоносность Ждановского месторождения;
- ознакомление с инклинометрическим методом кривления скважины в процессе бурения;
- ознакомление с выделением пластов-коллекторов и насыщения по газовому каротажу;
- ознакомится с интерпретацией газокаротажных диаграмм по материалам термовакuumной дегазации и отдельного анализа газа;
- ознакомится с проведением и интерпретацией геофизических исследований в скважине в процессе бурения;

- выделение коллекторов, оценка их типа и пористости по данным ГИС;
- определение характера насыщения пластов-коллекторов по газовому каротажу и ГИС.

В настоящей выпускной квалификационной работе было написано три раздела:

- 1 Геолого-геофизическая характеристика района работ;
- 2 Методика выполнения работы;
- 3 Результаты работы.

Основное содержание работы.

Первый раздел «Геолого-геофизическая характеристика района работ».

Ждановское месторождение административно расположено в Краснокутском районе Саратовской области, в 15 км на северо-восток от города Красный Кут, в 85 км юго-восточнее города Саратова, г.Мокроус находится в 12 км к западу от месторождения. Важнейшие транспортные коммуникации, находящиеся в непосредственной близости от месторождения - ветка железной дороги Саратов-Оренбург и шоссе Саратов-Уральск.

Рельеф местности представляет собой всхолмленную равнину с мягкими сглаженными формами с понижением на юг в сторону Прикаспийской впадины, Левобережья реки Волги; южнее месторождения протекает река Еруслан, с неравномерным стоком и рядом летних плесов.

Второй раздел «Методика выполнения работы».

В методике выполнения работы дается краткое описание методов проведения инклинометрических исследований, газового каротажа и комплекса ГИС.

При выполнении инклинометрических измерений в процессе бурения скважин (наклонно-направленных, горизонтальных) применяется аппаратура

бескабельная телеметрическая скважинная БТС-172. В состав БТС – 172 входят:

- прибор скважинный;
- устройство приемное УПМ-02;
- компьютер с программным обеспечением.

Аппаратура БТС-172 предназначена для оперативного управления траекторией ствола наклонно-направленных и горизонтальных скважин в процессе бурения гидравлическими забойными двигателями с использованием для передачи информации электромагнитного беспроводного канала связи.

Газовый каротаж используется для выделения нефтегазосодержащих пластов, зон аномально высоких поровых давлений, предупреждения выбросов нефти и газа. На кривых суммарных газопоказаний выделяются аномальные участки в 1,5 раза и более превышающих фоновые значения. Причины увеличения значений суммарного газа в процессе непрерывного бурения обуславливаются, в первую очередь, наличием пласта-коллектора.

Привязка данных газового каротажа осуществляется программой регистрации по данным времени отставания, складываемой из времени отставания циркуляции бурового раствора в скважине и газовой воздушной линии (ГВЛ). Время циркуляции бурового раствора рассчитывается из отношения объема затрубного пространства и расходом промывочной жидкости.

Для решения геологических задач производился отбор шлама и анализ ЛБА - через 5 метров, а при подходе к проектной глубине вскрытия продуктивных проектных пластов и в пласте - через 1-2 метра.

Регистрировались следующие геолого-геохимические параметры:

- суммарное газосодержание в БР – Гсум;
- количественный состав УВ газов (C1-C5) в газовой воздушной смеси, полученной в результате непрерывной частичной дегазации БР (ГВЛ), абс.%;

- процентное содержание основных литологических разностей в пробах шлама %;

- люминесцентно-битуминологический анализ проб шлама (ЛБА шлама);

- люминесцентно-битуминологический анализ проб бурового раствора (ЛБА раствора) выполняется в случаях повышения газопоказаний или утяжеления относительного состава УВ-газов, неподтверждаемых геологическими причинами;

- рассчитывались следующие геолого-геохимические параметры:

- суммарное содержание УВ газов по ГВЛ (ΣC_1+C_5), абс.%;

- относительное содержание УВ газов (C_1-C_5) по ГВЛ, %.

Комплекс ГИС включает основные и дополнительные методы. Основные методы комплекса в нефтяных и газовых скважинах выполняются по всему разрезу скважины в масштабе 1:500. В перспективных интервалах (в интервалах коллекторов) разведочных и эксплуатационных скважин выполняются также дополнительные методы в масштабе 1:200.

Методы комплекса ГИС на месторождениях нефти и газа можно условно разделить на следующие группы по характеру решаемых геологических задач [14,15]:

1. выделение коллекторов
2. определение пористости
3. определение глинистости
4. оценка продуктивности (нефтегазонасыщенности)

В первую группу входят МКЗ и кавернометрия, в группу методов пористости - НК, АК, ГГК, ПС и ЯРМ, а к группе методов глинистости относят ГК и ПС.

Оценку продуктивности пласта-коллектора можно осуществить по величине его удельного электрического сопротивления. Поэтому основные методы, применяемые для оценки продуктивности коллекторов – это БКЗ, ИК (ВИКИЗ) и БК. Для оценки продуктивности коллекторов в обсаженной стальными трубами скважине применяется также С/О-каротаж.

Третий раздел «Результаты работ». Скважина №103 БС Ждановская заложена с целью добычи пласта К-II артинского яруса.

На всем протяжении строительства данной скважин выполнялись работы по телеметрическому и технологическому сопровождению, а так же регистрации технологических параметров и автоматизированным газокаротажным хроматографом «Геопласт-04», осуществляющим отдельный компонентный анализ углеводородных газов предельного ряда C₁-C₅ в процессе непрерывной частичной дегазации бурового раствора с использованием газовой воздушной линии (ГВЛ).

В комплекс геолого-геохимических исследований проводились: отбор и литологическое макроописание шлама, отбор и литологическое макроописание кернового материала, оперативное литолого-стратиграфическое расчленение разреза по шламу и ГИС, фиксирование суммарного газосодержания в газовой воздушной смеси, термовакуумная дегазация (ТВД) проб шлама и бурового раствора, образцов керна, люминесцентно-битуминологический анализ (ЛБА) проб шлама и образцов керна.

По результатам забойных инклинометрических измерений при строительстве скважины №103 БС Ждановского месторождения по пилотному стволу на глубине 1864,15 м зафиксирован максимальный зенитный угол 64,29°, на глубине 1840 м зафиксирована максимальная интенсивность кривизны 4,49°/10 м, вертикальная глубина – 1676,05 м.

Разрез скважины №103 БС Ждановского месторождения исследовался стандартным комплексом ГИС.

Начальные пластовые давления и температуры, условия вскрытия продуктивных пластов не создавали ограничений в работе геофизической аппаратуры.

Термобарические условия в разрезах скважин изменяются в зависимости от глубины залегания продуктивных пластов: естественная температура изменяется от 40°С до 41,7°С, пластовые давления, в основном, близки к нормальным гидростатическим или отличаются от них незначительно и варьируют в интервале 17,22-17,51 МПа.

Пластовые воды по химическому составу являются хлоркальциевыми с минерализацией 228,06 г/л.

Бурение скважин под эксплуатационную колонну проводилось в основном долотами диаметром 190 мм, 214 мм и 215,9 мм с применением глинистых, соленых, полимер-глинистых растворов с различными физическими характеристиками. Плотность буровых растворов изменяется от 1,2 до 1,28 г/см³, вязкость – от 25 до 75 сек., удельное электрическое сопротивление – от 0,03 до 0,06 Омм.

Все используемые материалы «удовлетворительного» качества и соответствуют требованиям «Технической инструкции по проведению геофизических исследований в скважинах».

ГИС на Ждановском месторождении, представлен следующими методами в масштабе глубин 1:500: запись диаграмм кажущегося сопротивления (КС) и метода собственной поляризации (ПС), кавернометрии (КВ), радиоактивного метода, включающего запись гамма-активности пород (ГК) и нейтронного гамма-каротажа (НГК), гамма-гамма каротаж (ГГК), акустического метода (АК), с регистрацией интервального времени пробега продольной волны Δt , бокового метода (БК), кавернометрия (ДС) и газометрии.

Детальные исследования в масштабе глубин 1:200 проводились в перспективных интервалах и включали запись диаграмм БЭЗ (боковое электрическое зондирование), БК, микробокового метода (МБК), микрозондирование (МЗ), гамма-гамма плотностного метода (ГГКп), КВ. Все измерения проводились в открытом стволе.

К недостаткам комплекса геофизических исследований в скважине следует отнести отсутствие замеров резистивиметрии для определения сопротивления бурового раствора.

При интерпретации геофизического материала возникли сложности, связанные с техническими условиями проведения ГИС в скважинах:

- вследствие того, что бурение исследуемых отложений проводилось без перекрытия вышележащей толщи соли, происходило резкое осолонение раствора (удельное сопротивление снижалось до 0,01-0,02 Омм), большинство электрических методов не информативны;

- кривые ПС при таких скважинных условиях сильно сглаживаются в связи с небольшой разницей минерализации раствора и пластовой воды; уменьшается величина падения потенциала в скважинах по отношению к общей амплитуде.

Для определения удельного сопротивления пород (рп) использовались исследования бокового метода (БК).

Анализ материалов показал, что в условиях соленого раствора наиболее информативными являются РК (НГК и ГК), БК, ИК и АК.

Выполненный комплекс ГИС в скважине, результаты опробования пласта в колонне и испытания скважины в открытом стволе обеспечили получение информации для детального расчленения геологического разреза скважины, выделения коллекторов и оценки характера их насыщения, определения коллекторских свойств.

Выделение карбонатных коллекторов (преимущественно межзерновых), как и ранее, производилось с использованием прямых и косвенных качественных признаков, согласно общепринятой методике, изложенной в различных методических руководствах.

По данным исследований керна, отобранного из скважины №103 Ждановской, нижнепермский продуктивный пласт К-II представлен доломитами. По результатам петрографического описания шлифов пород пустотное пространство доломитов представлено преимущественно

межзерновыми капиллярными и субкапиллярными порами и порами выщелачивания изометрической и щелевидной формы.

Прямой информацией о наличии коллекторов в разрезе является получение притоков пластовых флюидов при опробовании и испытании пластов, в том числе приборами на каротажном кабеле. Прямые качественные признаки используются как для непосредственного выделения коллекторов в разрезах скважин, так и для обоснования количественных критериев, которые используются при неоднозначности информации по данным ГИС.

Прямые качественные признаки коллектора, такие как проникновение фильтрата промывочной жидкости, вызывающего формирование глинистой корки и зоны проникновения фильтрата в породе, при выделении коллекторов нижнепермского возраста вызывало большие трудности по следующим причинам:

- наличие глинистой корки, которое устанавливается на кривых кавернометрии по уменьшению диаметра скважины по сравнению с номинальным ($d_c < d_n$) наблюдается не во всех пропластках. Это можно объяснить низкой проницаемостью пород, а также тем, что вскрытие нижнепермских отложений производилось на глинистом (или соленом) растворе с высокой минерализацией, т.к. не было перекрытия вышележащей толщи соли;

- аномалии на кривой самопроизвольной поляризации ПС отсутствуют, при небольшой разнице минерализации раствора и пластовой воды;

- радиальный градиент сопротивления, фиксируемый однотипными разноглубинными зондами методов БЭЗ и разнотипных и разноглубинных зондов БК и МБК, невозможно проведение БЭЗ, ввиду его неинформативности из-за технических условий регистрации, не предусмотрено.

В условиях, изложенных выше, коллектора в артинских отложениях выделялись только по прямому качественному признаку, а именно по данным результатов опробования в открытом стволе скважины и в колонне с привлечением косвенных признаков, указывающих на возможность отнести

породы к коллекторам. Использовались показания радиометрии, инклинометрии, акустического и бокового методов. В эффективную толщину включались пласты с пониженными, относительно пачки ангидритов, значениями НГК. Данные БК и АК позволили уточнить интервалы залегания коллекторов по значениям удельного сопротивления и интервальному времени пробега продольной волны в исследуемом пласте.

При выделении коллекторов в пределах залегания продуктивных нижнепермских отложений было использовано граничное значение пористости, принятое равным 6 %.

По имеющимся данным лабораторных измерений K_p и K_{pr} построена зависимость $K_{pr} = f(K_p)$ для пласта К-II артинского возраста, которая описывается следующим уравнением:

$$K_{pr} = 0,5286 * K_p - 4,5016; \text{ коэффициент корреляции составляет } 0,30.$$

Низкий коэффициент корреляции (0,30) показывает отсутствие тесной связи между емкостными и фильтрационными параметрами. Все это говорит о сложности структуры пустотного пространства рассматриваемых отложений и невозможности надежного определения граничного значения пористости.

Результаты определения пористости и начальной газонасыщенности продуктивных пласта в скважине представлены в (таблице 1).

Таблица 1 - Результаты определения пористости и начальной газонефтенасыщенности продуктивного пласта

Пласт	Поднятие, район скважины	Результаты интерпретации ГИС K_p/K_g и K_p/K_n				Рекомендуемое значение			
		кол-во скважин	кол-во интервалов	Среднее значение по газу	Среднее значение по нефти	$K_p^{ГАЗ}$	$K_p^{НЕФТЬ}$	K_g	K_n
К-II	Ждановское поднятие	1	1	0,109/0,633	-	0,11	-	0,63	-

При проведении ГИС в выделенном интервале 1820-1830 м продуктивных пластов диаграммы ГК, НГК и ПС показали низкие значения сопротивления, что говорит о хороших коллекторских свойствах пород. По данным диаграммы БК в интервале 1824,31-1828 м значения сопротивления повышенные, что говорит о возможном насыщении пород коллекторов.

При проведении газового каротажа в разрезе наклонно-направленного ствола скважины №104 БС при вскрытии артинского яруса с глубины 1590 м регистрировались повышенные фоновые газовые показания, параллельно с ростом концентрации углеводородов при подходе к продуктивным коллекторам регистрировалось изменение (аномальное увеличение газонасыщенности бурового раствора в полтора и два раза превышающее фоновые значения) их состава: при подходе к газовому пласту в смеси возрастает роль легких углеводородов а особенно метана.

Причины увеличения значений, суммарного газа в процессе непрерывного бурения обуславливаются, в первую очередь, наличием пласта-коллектора. Повышенное содержание легких газов (метан) говорит о признаках газа.

При выявлении газовой аномалии, поступающего в буровой раствор пластового газа, определялся характер насыщения пласта по изменению относительного состава газа и флюидных коэффициентов, для чего значения C1...C6 и флюидных коэффициентов наносятся на палетки РАГ.

По результатам геолого-геохимических исследований в разрезе скважины №104 БС зарегистрированы следующие фоновые показания в интервале 1835-1870 м по ГВЛ и ТВД (таблица 2).

Таблица 2 - Фоновые значения по газовому каротажу

Фоновые значения в интервале 1835-1870 м										
Литология	ДМК, мин/м	Вид анали-за	Ед. изме- рения	Сумма	Относительный состав, %					ЛБА
					C ₁	C ₂	C ₃	C ₄	C ₅	
	1,32-12,15	ГВЛ	%абс	0-6,4446	0-100	0-100	0-33,33	0-33,33	0-66,67	ЗБЖ МБ, ЗБ МБ, ЗБГ ЛБ

Ангидрит, доломит, глина		ТВД шл	см ³ /дм ³	0-26,479	0- 22,1465	0-1,5919	0- 1,4556	0- 0,4281	0- 0,4281	
--------------------------------	--	--------	----------------------------------	----------	---------------	----------	--------------	--------------	--------------	--

- средний уровень газопоказаний по данным частичной дегазации бурового раствора 0.0393% абс;

- удельная газонасыщенность образцов шлама 0,4185см³/дм³;

- люминесценция хлороформенных вытяжек шлама 3 балл, беловато-желтого, цвета – маслянистые битумоиды.

Аномалия приурочена к вскрытию карбонатных коллекторов артинского возраста, насыщенных газом.

Таким образом, в процессе проведения ГТИ по данным геолого-геохимических исследований, а также по данным газового каротажа были выделены перспективные объекты артинского возраста в интервале 1823,31 – 1827 м по ГИС в интервале 1824,31-1828 м. В графическом виде данные геолого-геохимических исследований представлены в сводном планшете по данным ГТИ и ГИС на приложение Д.

Заключение. В соответствии с поставленными задачами в бакалаврской работе изучен геологический разрез, тектоническое строение исследуемой площади, в которую входит Ждановское месторождение. Рассмотрен метод инклинометрии и методика определения пластов-коллекторов по газовому каротажу и интерпретации ГИС.

По данным газового каротажа и ГИС выделен пласт-коллектор доломит артинского возраста, насыщенный газом в интервале 1823,31 – 1827 м, по ГИС в интервале 1824,31-1828 м. Следует отметить, что мощность пласта-коллектора в разрезе скважины составляет 4-5 м.

Аномалия в разрезе Ждановского месторождения установлена в пласте К-II артинского яруса нижней перми. Залежь газовая.