

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

Кафедра геофизики

**«Выделение продуктивных пород-коллекторов по данным газового
каротажа (на примере Сретенского месторождения)»**

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

Студента 5 курса 532 группы
направление 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
профиль «Геолого-геофизический сервис»
геологического ф-та
Салимова Али Сериковича

Научный руководитель

К.г.-м.н., доцент

подпись, дата

В.Ю. Шигаев

Зав. кафедрой

К.г.-м.н., доцент

подпись, дата

Е.Н. Волкова

Саратов 2024

Введение. С начала 90-х годов прошлого века нефтегазовая промышленность России оказалась в ситуации, когда темпы прироста разведанных запасов углеводородов стали отставать от темпа их добычи. В Самарской области в настоящее время в нефтегазопоисковых работах основной упор делается на открытие мелких месторождений нефти и газа. Для увеличения запасов необходимо опосковывать и разбуривать неохваченные участки недр. Одним из таких участков является Тамбашинский лицензионный участок (ЛУ) в пределах которого расположена Сретенская структура.

Учитывая высокую стоимость бурения поисковых и разведочных скважин, первоочередной задачей является повышение эффективности прогнозирования геологического разреза за счет оперативного выделения продуктивных пластов-коллекторов и оценки их коллекторских свойств.

Геолого-технологические исследования (ГТИ), проводимые непосредственно в процессе бурения скважины, не требуют простоя в работе буровой бригады и бурового оборудования. Они решают комплекс геологических и технологических задач, направленных на оперативное выделение в разрезе бурящейся скважины перспективных на нефть и газ пластов-коллекторов, изучение их характера насыщения, обеспечение безаварийной проводки скважин и оптимизацию режима бурения. Одним из основных методов ГТИ является газовый каротаж, основанный на определении содержания и состава углеводородных газов в промывочной жидкости.

Актуальность работы заключается в необходимости оперативного выделения продуктивных интервалов геологического разреза, пройденного скважинами. От своевременного выделения и качественного вскрытия сложно-построенных коллекторов во многом зависит открытие новых месторождений УВ.

Целью бакалаврской работы является выделение пластов коллекторов по данным газового каротажа в процессе строительства скважины №1 Сретенской и определение характера их насыщения по результатам интерпретации.

В соответствии с поставленной целью, в работе решались следующие

основные задачи:

1. Изучить геологическую характеристику исследуемой площади.
2. Изучить физико-геологические основы газового каротажа и методики интерпретации данных.
3. Привести результаты исследований по скважине №1 Сретенской и оценить характер насыщения пластов коллекторов в перспективных интервалах разреза.

Материалом для написания работы послужили данные газокаротажных исследований, полученные автором при строительстве эксплуатационной скважины № 1 Сретенского месторождения, которое в тектоническом отношении расположено в пределах южного склона Жигулевского свода.

Выпускная квалификационная работа включает в себя три раздела:

- геолого-геофизическую характеристику района работ;
- схема газового каротажа;
- обзор методик интерпретации данных газового каротажа;
- результаты работ;
- введение;
- заключение;
- список использованных источников;
- шесть приложений.

Основное содержание работы.

Раздел 1. Краткая геолого-геофизическая характеристика района работ основана на данных сейсморазведки и данных структурного и глубокого бурения на соседних площадях: Гавриловской, Благовещенской, Никольской, Богородской, Андреевской и Михайловской.

В административном отношении Сретенская структура расположена в Хворостянском районе Самарской области . Геолого-геофизические работы в пределах левобережья Самарской области, куда входит территория Тамбашинского лицензионного участка, начаты в сороковых годах прошлого

столетия К настоящему времени здесь выполнен большой объем бурения, а также аэрокосмических, геохимических, сейсморазведочных, магнитометрических и др. исследований.

Литолого–стратиграфическая характеристика разреза исследуемой территории содержит сведения о осадочных отложениях девонской, каменноугольной, пермской, неогеновой и четвертичной систем. В тектоническом отношении территория находится на южном склоне Жигулёвского свода Волго-Уральской антеклизы. С юга и юго-запада она граничит с Иргизским прогибом, а с юго-востока — с Бузулукской впадиной

Согласно схеме нефтегазогеологического районирования, Сретенская структура находится в пределах Жигулевско-Пугачевского нефтегазоносного района в Средневолжской области Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. По результатам бурения ожидается, что основные залежи нефти и газа будут обнаружены в бобриковских и упинских отложениях.

Раздел 2. Физико-геологические основы и методика работ газового каротажа.

Газовый каротаж - это разновидность каротажа буровых скважин. Он представляет собой комплекс методов исследования нефте- и газоносности горных пород в буровых скважинах путём определения состава и содержания углеводородов в промывочной жидкости, шламе и керне. Полученная информация позволяет разделить продуктивные пласты на газосодержащие, нефтегазосодержащие и нефтесодержащие, а также разделить продуктивные и водоносные горизонты.

Характер насыщения коллекторов оценивается по результатам интерпретации данных газового каротажа. Рассмотрим методики интерпретации, применяемые на Сретенском месторождении.

- Методика палеток для отдельного анализа газа (РАГ). Состав газа определяют на основе данных о частичной и глубокой дегазации. Если в буровом растворе обнаружена газовая аномалия, вызванная поступлением пластового газа, то по изменению относительного состава газа и флюидных

коэффициентов можно определить характер насыщения пласта. Для этого значения флюидных коэффициентов наносят на палетки как видно на рисунке 1.

- Методика обобщённого показателя углеводородного состава (ОПУС) позволяет с высокой точностью определить характер насыщения пласта. Для этого рассчитывается по формуле (1), например, показатель:

$$\text{ОПУС}_4 = \frac{C_1 \times C_2 \times C_3 \times C_4 \times C_5}{5}, \quad (1)$$

который далее сравнивается с граничными значениями, которые для нефти равны 700-250000.

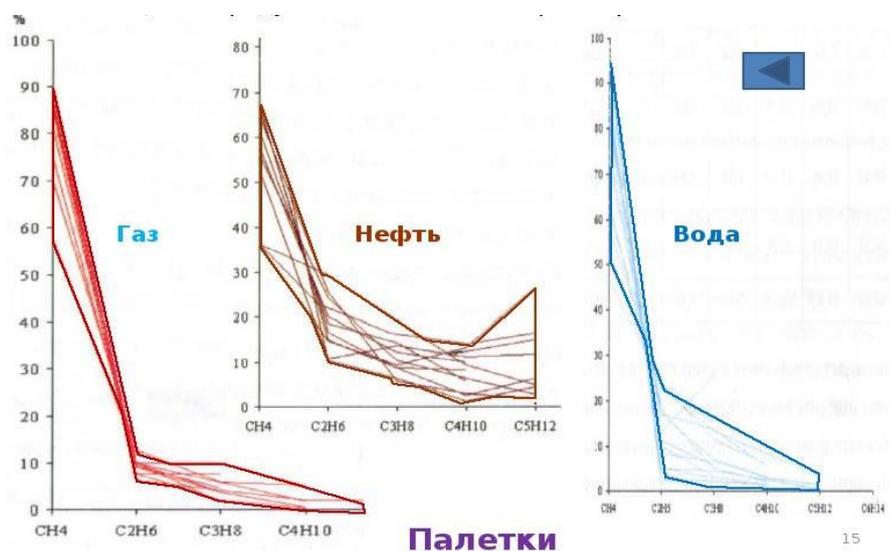


Рисунок 1 – Раздельный (компонентный) анализ газосодержания (РАГ).

- Методика «Geolog», использует три параметра, которые меняются в зависимости от глубины:

W_h – коэффициент влажности, который измеряет соотношение тяжёлых компонентов и показывает их концентрацию в перспективном пласте (2):

$$W_h = \frac{(C_2 + C_3 + \dots + C_5)}{(C_1 + C_2 + \dots + C_5)} \times 100. \quad (2)$$

B_h – коэффициент баланса, который показывает соотношение между тяжёлыми компонентами (метан и этан) и лёгкими компонентами с учётом влажности, что делает интерпретацию более достоверной (3):

$$B_h = \frac{(C_1 + C_2)}{(C_1 + C_4 + C_4 + C_5)}. \quad (3)$$

C_h - коэффициент, который не учитывает лёгкие углеводородные компоненты, такие как метан и этан, а сравнивает концентрацию тяжёлых(4):

$$C_h = \frac{(C_4 + C_4 + C_5)}{C_2}. \quad (4)$$

Он помогает подтвердить наличие углеводородов и улучшает распознавание в случаях, когда газ очень влажный или концентрация нефти высока. Полученные значения, рассчитанные с помощью формул, сравниваются с предельными значениями. Принято считать, что при $W_h < 0.5$ пласт насыщен очень сухим газом, при повышении W_h до 17.5 пласт также газонасыщен, но возможно присутствие конденсата, величины W_h от 17.5 до 40 соответствуют нефтенасыщенному пласту, а $W_h > 40$ соответствуют пласту с остаточной нефтью. Комплексирование методик позволяет повысить эффективность оценки насыщенности разбуриваемых пород.

Раздел 3. Результаты исследования. Скважина №1 Сретенская заложена с целью поиска и оценки залежи нефти в бобриковских и упинских отложениях нижнего карбона. Проектный горизонт – турнейский ярус, проектная глубина – 1605м .

На первом этапе проведения интерпретации при выявлении газовой аномалии в бобриковском и турнейском ярусе (упинский горизонт), определялся характер насыщения пласта по изменению относительного состава газа и флюидных коэффициентов, для чего значения $C_1...C_5$ и флюидных коэффициентов наносят на палетки РАГ. Для примера на рисунке 2 представлена палетка РАГ по интервалу 1519-1526 м.

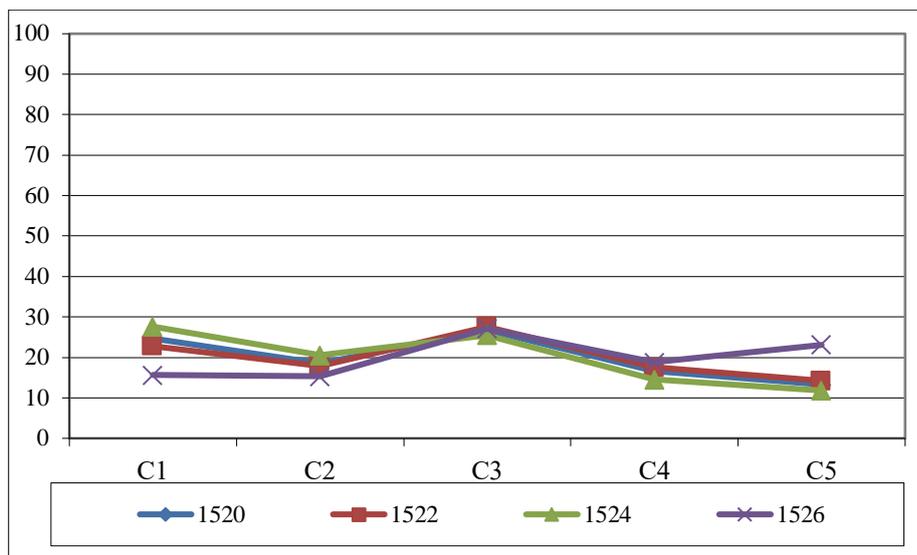


Рисунок 2 - График раздельного анализа газа в растворе,
интервал 1519-1526 м

Схожие результаты получены по интервалам 1528-1534 м на рисунке 3 и 1536-1542 м на рисунке 4 и др.

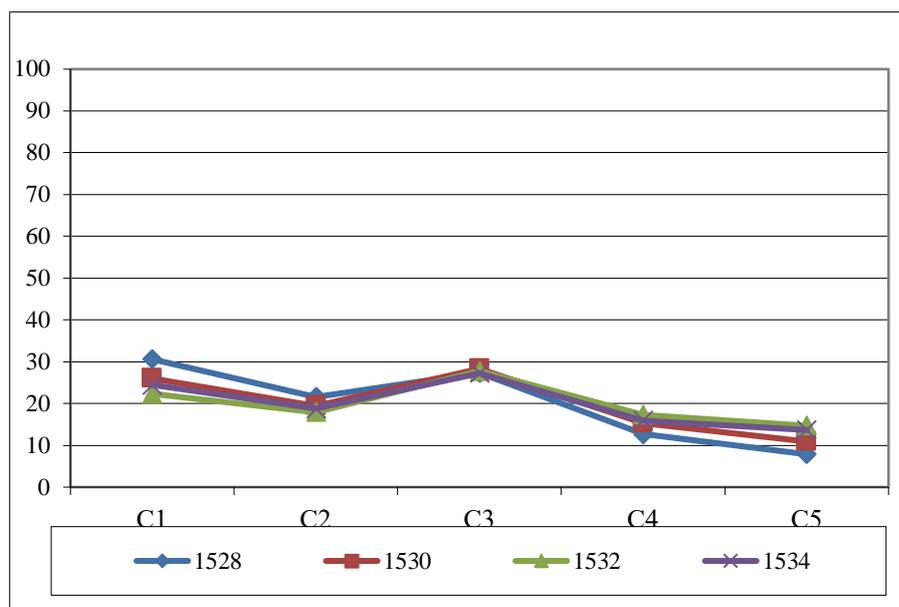


Рисунок 3 - График раздельного анализа газа в растворе,
интервал 1528-1534 м

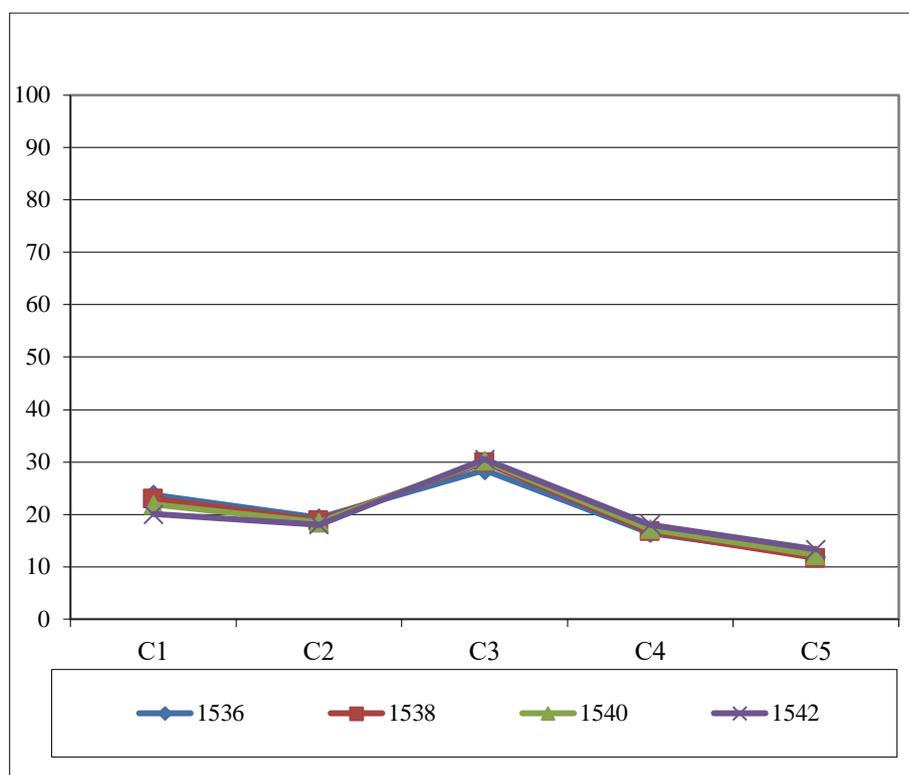


Рисунок 4 - График раздельного анализа газа в растворе, интервал 1536-1542 м

Интерпретация по палеткам РАГ позволила выявить пласты коллекторы в бообриковском горизонте в интервалах 1519-1526 м, 1528-1534 м, 1536-1541 м, в турнейском ярусе упинском горизонте в интервалах 1580-1586 м, 1590-1591 м, 1594-1603 м, 1603-1610 м с абсолютной концентрацией, например, пропана порядка 31,88 - 36,24% и более.

На втором этапе интерпретации результатов газового каротажа по непрерывной дегазации бурового раствора был проведен расчет при помощи методики ОПУС₄. Согласно результатам расчета для интервала глубин 1519-1526 м Расчетные значения (90860-2049470) превышали граничные значения ОПУС₄ (>250000), что характерно для окисленной (остаточной) нефти. В остальных перспективных интервалах получены схожие результаты расчетов.

Третьим этапом проведения интерпретации в перспективных интервалах являлся обсчёт имеющихся результатов газового каротажа по непрерывной дегазации бурового раствора при помощи методики «Geoservices». Был проведен расчет флюидных коэффициентов, результаты расчета внесены в

таблицу 1.

Таблица 1. Результаты расчет флюидных коэффициентов по методике «Geolog».

Интервал (м)	Рассчитанные значения Wh	Рассчитанные значения Bh	Граничные значения для Bh	Рассчитанные значения Ch	Характер насыщения
1519-1526	73,8-76,3	0,49-0,55	Wh > 40Bh	2,8-1,7	Остаточная нефть
1528-1535	78,1-70,5	0,50-0,79	Wh > 40 Bh	2,0-1,3	
1536-1542	76,6-77,5	0,56-0,53	Wh > 40Bh	1,7-1,5	
1580-1591	73,5-79,7	0,63-0,57	Wh > 40 Bh	2,1-1,0	
1590-1591	77,1-79,9	0,62-0,56	Wh > 40Bh	1,2-1,0	
1594-1603	95,0-79,7	0,16-0,59	Wh > 40Bh	2,2-0,9	
1603-1610	89,9-79-4	0,32-0,59	Wh > 40 Bh	1,3-1,0	

По результатам сравнительного анализа рассчитанных и граничных значений установлено наличие остаточной нефти в исследуемых интервалах.

На заключительном этапе сопоставлялись результаты интерпретации по трем методикам: РАГ, ОПУС₄, «Geolog». Результаты сравнения сведены в таблицу 2.

Таблица 2 – Результаты интерпретации данных газового каротажа.

Возраст	Интервал по стволу, м	Интерпретация ГазК (характер насыщения)		
		РАГ	ОПУС ₄	«Geolog»
Бобриковский C _{1bb}	1519-1526	нефть	окисленная (остаточная) нефть	остаточная нефть
	1528-1535	нефть	окисленная (остаточная) нефть	остаточная нефть
	1536-1542	нефть	окисленная (остаточная) нефть	остаточная нефть
Упинский C _{1u}	1580-1591	нефть	окисленная (остаточная) нефть	остаточная нефть
	1590-1591	нефть	окисленная	остаточная

			(остаточная) нефть	нефть
	1594-1603	нефть	окисленная (остаточная) нефть	остаточная нефть
	1603-1610	Остаточная нефть	окисленная (остаточная) нефть	остаточная нефть

Установлено, что весь исследуемый интервал бобриковских и упинских отложений, по газовому каротажу является продуктивным остаточной нефтью, что подтверждает результаты интерпретации методиками РАГ, «Geolog» и ОПУС₄.

Заключение. В последние годы роль геолого-технологических исследований (ГТИ) в обеспечении оптимизации процесса строительства скважин на нефть и газ все более увеличивается. Расширяется круг задач и требований к качеству проведения исследований, оперативности получения информации, наполняемости комплекса ГТИ. Одним из основных методов ГТИ продолжает оставаться газовый каротаж, который дает оперативную информацию о продуктивности геологического разреза.

В работе проанализированы материалы, полученные автором при строительстве эксплуатационной скважины № 1 Сретенского месторождения, которое в тектоническом отношении расположено в пределах южного склона Жигулевского свода. Дана краткая геологическая характеристика района исследований на основе имеющихся фондовых материалов, изучены теоретические основы газового каротажа, а также методики определения характера насыщения коллекторов (РАГ, ОПУС₄, «Geolog»). По результатам интерпретации данных газового каротажа установлено нефтенасыщение бобриковских (интервалы 1519-1526 м; 1528-1535 м; 1536-1542 м) и упинских отложений (интервалы 1580-1591 м; 1590-1591 м; 1594-1610 м).

Представленные материалы указывают на высокую эффективность применения газового каротажа для оперативного выделения в разрезе бурящейся скважины продуктивных интервалов, приуроченных к пластам

коллекторам различной литологии. Подготовка и написание работы позволили автору укрепить и развить теоретические знания, полученные на аудиторных занятиях, получить практические навыки проведения газокаротажных исследований с целью выделения пластов коллекторов различного флюидосодержания.