

Министерство образования и науки Российской Федерации
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«САРАТОВСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ Н.Г.ЧЕРНЫШЕВСКОГО»

Кафедра геофизики

**«Выделение продуктивных пластов и оценка характера насыщения по
данным ГТИ»**

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

Студента 4 курса 403 группы
направление 05.03.01 геология
геологического ф-та
Гаецкулова Руслана Ринатовича

Научный руководитель

К. г.-м.н., доцент

подпись, дата

К.Б. Головин

Зав. кафедрой

К. г.- м.н., доцент

подпись, дата

Е.Н. Волкова

Саратов 2017

Введение. Для увеличения запасов и добычи нефти и газа необходим существенный рост темпов разведки новых нефтяных и газовых месторождений, повышение эффективности геологоразведочных работ, ускоренное разбуривание вводимых в разработку месторождений при резком повышении технико-экономических и качественных показателей буровых работ.

Важнейшим резервом в реализации этой задачи является развитие и внедрение в практику геологоразведочных работ прогрессивного направления промысловой геофизики - геолого-технологических исследований (ГТИ).

ГТИ в процессе бурения, в отличие от традиционных методов геофизических исследований скважин (ГИС), проводятся непосредственно в процессе бурения скважины, без простоя буровой бригады и бурового оборудования. Они способны решать комплекс геологических и технологических задач, направленных на оперативное выделение в разрезе бурящейся скважины перспективных на нефть и газ пластов-коллекторов, изучение их фильтрационно-емкостных характеристик и характера насыщения, оптимизацию отбора керна, экспрессного опробования и изучения методами ГИС выделенных объектов, обеспечения безаварийной проводки скважин и оптимизацию режима бурения с целью достижения оптимальных технико-экономических показателей процесса бурения. Эти особенности ГТИ делают их весьма перспективным направлением промысловой геофизики, способным существенно улучшить геологическую и экономическую эффективность буровых работ на нефть и газ.

Целью написания данной бакалаврской работы является выделение продуктивных пластов и оценка характера насыщения по данным геолого-технологических исследований в разрезе скважины №422 Карского месторождения, расположенной в условиях Северной структурно-тектонической зоны Верхнекамской впадины.

Для достижения указанной цели в процессе написания квалификационной работы были поставлены следующие **задачи**:

- Изучить комплексы геолого-геохимических исследований, применяемые для выделения потенциально продуктивных интервалов в разрезе бурящейся скважины и методики проведения газового каротажа;
- Изучить методики выделения перспективных интервалов по данным ГТИ и методики определения характера насыщения по данным газового каротажа;
- Выделить перспективные интервалы по данным ГТИ в изучаемой скважине, определить характер насыщения перспективных интервалов в изучаемой скважине и провести сравнение полученных результатов с материалами геофизических исследований скважины (ГИС).

Актуальность работы заключается в необходимости установления степени применимости указанных методик в связи с особенностями тектонического строения Карского участка.

Работа состоит из введения, 3 разделов, включающих 9 подразделов, заключения, списка используемых источников, 4 приложений, 9 рисунков и 12 таблиц. Общий объем работы составляет 54 страницы.

Автор благодарен сотрудникам ООО «СОЮЗНЕФТЕГАЗСЕРВИС-ГЕО» оказавшим помощь в сборе необходимых материалов для написания работы.

Основное содержание работы. В 1 разделе работы «Геолого-геофизическая характеристика района работ» рассматривается изученность территории геолого-геофизическими исследованиями и бурением. Отмечается, что Карская структура выявлена сейсморазведочными работами МОВ в 1968 году и подготовлена к глубокому бурению в 1971 году. В глубокое бурение введена в 1972 году. В 2006 году составлен «Проект пробной эксплуатации Карского месторождения». В 2007 году на месторождении начато эксплуатационное бурение. В 2008 году на месторождении проведены полевые сейсморазведочные работы МОГТ - 3D в объеме 180 км².

На 1 января 2010 года пробурено 25 эксплуатационных скважин и 1 скважина разведочная, которые позволили уточнить геологическое строение месторождения и нефтегазоносность продуктивных пластов (подраздел 1.1).

Даются сведения о тектоническом строении Карского месторождения (подраздел 1.2), данное месторождение расположено в Северной структурно-тектонической зоне Верхнекамской впадины, основной особенностью которой является отсутствие в разрезе отложений рифейского комплекса протерозоя. По данным геофизических исследований фундамент имеет блоковое строение, ступенчато погружаясь в юго-восточном направлении. Поверхность фундамента облекают породы вендской системы протерозоя. Близость поверхности фундамента к палеозойскому чехлу определила основную особенность тектонического строения Карского участка: структуры имеют разнообразную форму - от вытянутых по простиранию складок до куполообразных поднятий.

Карская структура представляет собой брахиантиклинальную складку северо-западного простирания, состоящую из двух поднятий: Карского и Южно-Карского, разделенные узким прогибом, которые в свою очередь осложнены рядом куполообразных поднятий разной величины и ориентировки.

В геологическом строении Карского месторождения принимают участие кристаллические породы фундамента и осадочные образования венда и палеозоя. Стратиграфическое расчленение разреза произведено в соответствии с

унифицированной стратиграфической схемой Волго-Уральской нефтегазоносной провинции от 1988 года.

Наиболее древними образованиями, залегающими в основании геологического разреза, являются породы кристаллического фундамента (подраздел 1.3).

Указывается, что промышленная нефтегазоносность (подраздел 1.4) республики Удмуртия в районе Карского поднятия приурочена к карбонатным отложениям касимовского яруса верхнего карбона (пласт С3к), мячковского горизонта (пласт С2мс-II), подольского горизонта (пласты П2, П3), каширского горизонта (пласт К4), верейского горизонта (пласты В-0, В-II, В-IIIа, В-IIIб), башкирского яруса (пласты А4-0+1, А4-2, А4-3). Все залежи осложнены газовыми шапками. Содержание азота в газе составляет более 95 %.

Раздел 2 посвящен описанию общих сведений и задач службы ГТИ (подраздел 2.1), в котором интерпретация результатов ГТИ позволяет получить необходимую пометровую информацию о вскрываемом геологическом разрезе, выделить коллекторы и оценить характер насыщения пластов, для этого задачи станции ГТИ подразделяются на 5 видов, а также комплексам работ службы ГТИ (подраздел 2.2), состоящий из: наблюдений за механической скоростью бурения и проходкой на долото; наблюдений за изменением параметров промывочной жидкости и ее объема в циркуляции; наблюдений и регистраций газонасыщения промывочной жидкости с экспресс-анализом состава газа, отбор и анализ шлама, отбор и анализ керна.

Методы использования данных ГТИ (подраздел 2.3): состоит из методики интерпретационного кода (пункт 2.3.1), где сущность методики заключается в анализе изменений данных геолого- геохимических и геолого-технологических исследований, таких как механическая скорость бурения, изменение расхода или объёма бурового раствора, газосодержания бурового раствора, повышение люминесценции шлама (ЛБА), повышение пористости пород, чем интенсивней происходит изменение того или иного параметра, тем более высокий балл ставится данному интервалу.

Также в данном подразделе рассмотрены теоретические сведения о газовом каротаже (пункт 2.3.2), который основан на изучении количества и состава газа, попавшего в буровой раствор из разбуриваемых или вскрытых скважиной пластов, содержащих углеводородные газы. Газовый каротаж используется для выделения нефтегазосодержащих пластов, выделения зон АВПД, предупреждения выбросов нефти и газа. Присутствуют сведения о люминесцентно-битуминологическом анализе (пункт 2.3.3), основанным на свойстве битумоидов, при их облучении ультрафиолетовыми лучами, испускать "холодное" свечение, интенсивность и цвет которого позволяет визуалью оценить наличие и качественный состав битумоида в исследуемой породе.

Кратко рассмотрены теоретические сведения о оценке характера насыщения по методикам палеток РАГ (пункт 2.4.1), где по данным компонентного газового анализа полученного при опробовании или испытании пластов, и для типовых месторождений строятся палетки РАГ. Состав газа рассчитывают по данным частичной и глубокой дегазации. Нанесенные на бланк точки соединяют линией, форма которой отображает соотношение содержаний отдельных углеводородных компонентов. Бланк накладывают затем на палетку РАГ, для сопоставления фактических кривых с эталонными. При этом качественно различающиеся пласты имеют определенный характер сопоставимости;

Методика по соотношениям Пикслера (2.4.2), в которой для оценки характера насыщения по соотношениям Пикслера производится расчет отношения содержания метана в газе к содержанию остальных УВ компонентов: $C1/C2$, $C1/C3$, $C1/C4$, $C1/C5$. На рисунке 5, отображен, пример графической оценки характера насыщения пласта по соотношениям Пикслера. Положение линий, разделяющих на классы, отличается для разных регионов. Пласт с хорошими коллекторскими свойствами насыщен газоконденсатом либо смесью газ и нефть;

Методика флюидных коэффициентов Geolog (пункт 2.4.3), данная методика флюидных коэффициентов, основана на одновременном

использовании следующих параметров, которые строятся в функции глубины и указаны в виде соответственно формул (1), (2), (3), как:

$$W_h = \frac{(C_2 + C_3 + C_4 + C_5)}{(C_1 + C_2 + C_3 + C_4 + C_5)} \times 100\%; \quad (1)$$

$$B_h = \frac{(C_2 + C_4)}{(C_1 + C_4 + C_4 + C_5)}; \quad (2)$$

$$C_h = \frac{(C_4 + C_4 + C_5)}{C_3}, \quad (3)$$

где W_h – коэффициент влажности, измеряющий соотношение тяжелых компонентов и указывающий на их концентрацию в перспективном пласте;

B_h – коэффициент баланса, показывающий соотношение тяжелых компонентов по отношению к легким (метан и этан) и с учетом коэффициента влажности повышающий уровень достоверности интерпретации;

C_h – коэффициент характера, не учитывающий легкие углеводородные компоненты (метан и этан), а сравнивающий концентрацию тяжелых.

С его помощью подтверждается наличие УВ и улучшается распознавание в случаях насыщения очень влажным газом или высокой концентрацией нефти.

Полученные значения рассчитанные по формулам сравниваются с граничными.

Все данные пункты включены в (подраздел 2.4).

Определение характера насыщения пластов (подраздел 2.5), которое производится, в соответствии с характеристикой отобранной пробы и указанной к ней соответствующе наиболее вероятной интерпретацией. При интерпретации данных ИПТ большую роль играют результаты анализа газа, извлеченного из отобранной при испытании пробы. С учетом геологических особенностей для каждого из районов выявляются закономерности в распределении отдельных компонентов углеводородного газа в пластах с различным насыщением.

В 3 разделе приводятся результаты выполненных исследований. В результате комплексного использования данных технологических и геолого-

технологических исследований оценены коллекторские свойства и характер насыщения пород вскрытого разреза.

По результатам геолого-геохимических исследований в разрезе скважины, при помощи методики интерпретационного кода, выделены перспективные объекты в интервалах, которые были объединены в 5 объектов:

1) 1393.8 - 1395.6м, 1437 - 1438.2м:

- уровень газопоказаний по данным частичной дегазации бурового раствора до 0.1002% абс;

- удельная газонасыщенность образцов шлама до 0.53 см³/дм³;

- люминесценция хлороформных вытяжек шлама 3 балла, беловато-желтого цвета, маслянистые битумоиды.

2) 1464.6 - 1466.9м:

- уровень газопоказаний по данным частичной дегазации бурового раствора до 0.0916% абс;

- удельная газонасыщенность образцов шлама до 0.15 см³/дм³;

- люминесценция хлороформных вытяжек шлама 3 балла, желтого цвета, маслянисто-смолистые битумоиды.

3) 1491.6 - 1492.7м:

- уровень газопоказаний по данным частичной дегазации бурового раствора до 0.0267% абс;

- удельная газонасыщенность образцов шлама до 8.32 см³/дм³;

- люминесценция хлороформных вытяжек шлама 3 балла, беловато-желтого цвета, маслянистые битумоиды.

4) 1505.3 - 1506.3м, 1507.1 - 1508м, 1511.3 - 1512.4м, 1515.8 - 1517м,
1520.1 - 1520.6м:

- уровень газопоказаний по данным частичной дегазации бурового раствора до 0.1181% абс;

- удельная газонасыщенность образцов шлама до 6.15 см³/дм³;

- люминесценция хлороформных вытяжек шлама 3-4 балла, желтого цвета, маслянисто-смолистые битумоиды; 3 балла, беловато-желтого цвета, маслянистые битумоиды.

В соответствии с данными аномальными признаками были проведены исследования пластового флюида и даны заключения службы ГТИ, полученные при испытании №1, где за 20 минут открытых периодов испытания получен приток УВ светло коричневого до коричневого цвета над ЦК, перебитая жидкостью серой, текучей, предположительно фильтратом бурового раствора, удельным весом 1,07 г/см³, и испытание №2, где за 90 минут открытых периодов испытания получен приток газированной минеральной воды без признаков УВ. Объем притока 545м³, удельным весом 1,17 г/ см³.

5) 1526.4 - 1528.87м, 1535.7 - 1537.2м:

- уровень газопоказаний по данным частичной дегазации бурового раствора до 0.1163%абс;

- удельная газонасыщенность образцов шлама до 0.10 см³/дм³;

- люминесценция хлороформных вытяжек шлама 3 балла, желтого цвета, маслянисто-смолистые битумоиды.

При проведении определения характера насыщения были выявлены низкие значения остаточной нефтегазонасыщенности.

При интерпретации палеток Пикслера, установлено, что все выявленные пласты-коллекторы заполнены водой с остаточной нефтью.

Методика палеток РАГ для данных интервалов, позволяет сделать вывод о нефтегазонасыщенности выявленных продуктивных пластов.

Для проверки методик палеток РАГ и методики соотношения Пикслера, воспользуемся методикой флюидных коэффициентов Geolog, в которой было установлено, что в данных интервалах, значение W_h – коэффициента влажности, больше 40, что указывает на такой характер насыщения, как вода или остаточная, окисленная, не продуктивная нефть, что в очередной раз указало на непригодность данных пластов.

Результаты исследования разреза скважины №422 Карского месторождения, представлены в виде таблицы 1.

Таблица 1 - Результаты геохимических исследований.

Интервал, м	Стратиграфия	Газопоказание по буровому раствору, % абс	Состав газа					Удельная газонасыщенность, см ³ /дм ³	ЛБА	ДМК, мин/м	Наличие аномалии по газовому каротажу	Признаки продуктивности	Характеристика объекта, насыщение
			C ₁ , %от н	C ₂ , %от н	C ₃ , %от н	C ₄ , %от н	C ₅ , %от н						
1 ствол													
1393.8 - 1395.6	C ₂ ks	0.0455 - 0.1002	28.1 3 - 7	15.1 6 - 5	28.6 9 - 1	9.12 - 2	2.81 - 8.57	0.53	3 БЖ	0.53 - 31.3 2	10-кратное увеличение газосодержания БПЖ	Повышение удельного газосодержания шлама	Известняки, насыщенные нефтью
1437 - 1438.2		0.0152 - 0.0294	36.7 3 - 40.1 3	19.0 8 - 25.1 7	24.3 4 - 30.6 5	5.69 - 8.55	2.04 - 7.89	0.24	МБ	5.35 - 7.3	3-кратное увеличение газосодержания БПЖ	Изменение относительного состава газа.	
1464.6 - 1466.9		0.0414 - 0.0916	45.2 5 - 50.6 6	21.2 9 - 25.4 4	17.4 7 - 19.8 6	5.46 - 6.83	2.4 - 4.82	0.15	3 Ж МС Б	2.92 - 6.81	9-кратное увеличение газосодержания БПЖ		
1491.6 - 1492.7	C ₂ vt	0.0152 - 0.0267	47.6 7 - 51.6 9	18.4 2 - 21.3 5	16.4 5 - 18.7 3	5.62 - 9.87	2.62 - 7.24	8.32	3 БЖ	3.4 - 6.24	2-кратное увеличение газосодержания БПЖ	Повышение удельного газосодержания шлама	Известняки, насыщенные газом
1505.3 - 1506.3		0.0354 - 0.1181	27.7 5 - 36.7 2	23.7 3 - 29.0 4	24.5 8 - 30.8 4	8.98 - 9.47	4.63 - 5.65	2.42	МБ	0.3 - 15.8 8	11-кратное увеличение газосодержания БПЖ	Повышение удельного газосодержания шлама.	Известняки, насыщенные нефтью
1507.1 - 1508		0.0154 - 0.0301	29.6 1 - 44.8 1	15.5 8 - 22.7 5	19.6 4 - 25.9 1	9.82 - 11.1 6	6.25 - 11.1 6	2.42	4 Ж МС Б	2.84 - 8.52	3-кратное увеличение газосодержания БПЖ	Признаки по результатам исследования пластового флюида, полученного при испытании №№1,2.	
1511.3 - 1512.4		0.0271 - 0.0561	21.4 - 25.0 9	14.0 2 - 23.5 3	29.1 5 - 33.2 6	14.6 2 - 21.0 3	6.42 - 10.7	1.11	МБ	3.08 - 8.68	5-кратное увеличение газосодержания БПЖ		
1515.8 - 1517		0.0512 - 0.1021	26.7 4 - 39.4 5	17.1 6 - 25.3 7	22.2 8 - 30.9 5	11.3 6 - 14.2 6	5.58 - 8.3	6.15	3 БЖ МБ	5.59 - 9.57	10-кратное увеличение газосодержания БПЖ		
1520.1 - 1520.6	C ₂ vt	0.0336 - 0.0412	24.7 - 32.2 8	23.1 2 - 24.2 7	25.9 7 - 28.2 7	11.4 1 - 14.2 9	6.07 - 9.52	0.08	3 Ж МС Б	5.35 - 8.27	4-кратное увеличение газосодержания БПЖ	Признаки по результатам исследования пластового флюида, полученного при испытании.	
1526.4 - 1528.87	C ₂ b	0.027 - 0.1163	21.0 2 - 32.8 8	16.3 - 24.1 9	29.1 8 - 32.2 6	9.38 - 17.7 8	4.53 - 12.8 8	0.10	3 Ж МС Б	3.81 - 9.81	11-кратное увеличение газосодержания БПЖ	Изменение относительного состава газа.	Известняки, насыщенные нефтью
1535.7 - 1537.2		0.0136 - 0.0573	28.3 9 - 37.6	13.2 4 - 19.2 3	20.5 9 - 32.2 6	10.5 3 - 16.9 1	5.62 - 11.7 6	0.10	МБ	7.46 - 12.9 7	5-кратное увеличение газосодержания БПЖ		

Заключение. В соответствии с поставленной задачей в данной работе дано описание комплексов геолого - технологических исследований, изучено геологическое и тектоническое строение района работ, описаны методы выполнения геолого - технологических исследований, газового каротажа.

Характер состояния флюида в залежах Карского месторождения обычными методами ГИС определяется неоднозначно. Использование данных газового каротажа, а также комплексная интерпретация данных ГИС и ГТИ, с учетом всех особенностей бурения и геологического строения месторождения повышает эффективность проводимых исследований.

В процессе подготовки данной работы выполнен анализ материалов геолого-технологических исследований, который позволил выделить в разрезе исследуемой скважины одиннадцать перспективных зон, объединенных в пять перспективных зон, при помощи методики интерпретационного кода (1393.8 - 1395.6м; 1437 - 1438.2м; 1464.6 - 1466.9м; 1491.6 - 1492.7м; 1505.3 - 1506.3м; 1507.1 - 1508м; 1511.3 - 1512.4м; 1515.8 - 1517м; 1520.1 - 1520.6м; 1526.4 - 1528.87м; 1535.7 - 1537.2м.), что было подтверждено данными ГИС.

При сравнении полученных в процессе выполнения дипломного исследования результатов интерпретации с заключениями ГИС, сделаны выводы, позволяющие считать методику интерпретационного кода пригодной для выполнения поставленной задачи выделения коллекторов.

Достоверность определения характера насыщения, а, следовательно, и качество проведения в исследуемой скважине газового каротажа были подтверждены сделанными расчетами по трем различным методикам: методики граничных флюидных коэффициентов «Geolog», методики соотношений Пикслера и методики построения палетки РАГ.

Породы в интервалах (1393.8 - 1395.6м; 1437 - 1438.2м) по двум методикам, являются водонасыщенным коллектором с остаточной окисленной нефтью, а по палеткам РАГ – газонасыщенные.

В интервале (1464.6 - 1466.9м) продуктивный пласт по методике палеток РАГ определяется как нефтегазонасыщенный, по двум остальным методикам, как насыщенный водой с растворенным газом.

Интервал (1491.6 - 1492.7м) по методике Geolog насыщен водой, а по Пикслеру характером насыщения является газ.

Породы в интервалах (1505.3 - 1506.3м; 1507.1 - 1508м; 1511.3 - 1512.4м; 1515.8 - 1517м; 1520.1 - 1520.6м) по методике палеток РАГ определяются, как нефтегазонасыщенные, а по методике соотношений Пикслера и методике Geolog насыщены остаточной нефтью с водой, что подтверждено данными ИПТ №1 и №2, где был получен приток УВ в обоих случаях перебитый притоком фильтрата бурового раствора и притоком газированной минеральной воды.

В интервалах (1526.4 - 1528.87м; 1535.7 - 1537.2м) породы являются нефтенасыщенными по методике палеток РАГ, а по методике соотношений Пикслера и методике Geolog насыщены остаточной непродуктивной нефтью.

Для выявления пригодности данных методик, были сравнены результаты интерпретации данных ГТИ с заключениями ГИС, где было установлено, что методика по соотношениям Пикслера и методика флюидных коэффициентов Geolog, пригодны для определения характера насыщения в данном разрезе рассматриваемой скважины, а методика палеток отдельного анализа газа не решила поставленную задачу, в следствии чего, данная методика является непригодной для исследуемой скважины в Карском месторождении.

Выбранные методики выявления продуктивных пластов и оценка характера их насыщения, показали достаточную эффективность в разрезе исследуемой скважины.