

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

Кафедра геофизики

**«Выделение пластов-коллекторов в терригенных отложениях
бобриковского возраста и характера их насыщения по данным ГТИ и ГИС
в процессе бурения на примере Южно-Аксютинского месторождения»
АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ**

Студента 5 курса 531 группы
направление 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
профиль «Геолого-геофизический сервис»
геологического ф-та
Егорова Ивана Сергеевича

Научный руководитель

К.г.-м.н., доцент

подпись, дата

Б.А. Головин

Зав. кафедрой

К.г.-м.н., доцент

подпись, дата

Е.Н. Волкова

Саратов 2024

Введение. Бурение горизонтально-направленных скважин – отдельная технология наклонного бурения, которая используется для увеличения нефтеотдачи при первом же освоении земли. Она имеет перспективное направление, ведь коэффициент добычи углеводородов вырастает, а затраты сокращаются из-за уменьшения сетки бурения.

Бурение наклонно-направленных и горизонтальных скважин производится по специальным профилям, которые могут меняться, но при этом ствол скважины должен оставаться вертикальным.

Сейчас разработка новых месторождений ведется с помощью горизонтальных многозабойных скважин. Эту технологию, по праву, можно считать передовой в нефтедобывающей промышленности.

Для изучения геологического разреза скважины, выделения в нем перспективных на нефть и газ интервалов и прогнозной оценки характера насыщения пластов-коллекторов в процессе бурения скважины проводят комплекс исследований, который включает измерение параметров нефтегазосодержания продуктивных пластов и параметров, характеризующих режим бурения скважины, и каротаж по шламу.

Целью данной работы является оценка характера насыщения пород-коллекторов бобринского возраста по данным геолого-геохимических исследованиях в горизонтальной скважине № 417 Южно-Аксютинского месторождения.

Для достижения указанной цели были поставлены следующие задачи:

- сбор и анализ геолого-геофизических материалов, характеризующих строение Южно-Аксютинского месторождения;
- сопровождение бурения горизонтальной скважины телеметрическими методами;
- рассмотреть теоретические основы проведения газового каротажа;
- изучить методики интерпретации данных газового каротажа;
- ознакомиться с проведением и интерпретацией геофизических исследований в скважине в процессе бурения;

- определить характер насыщения в пластах-коллекторах по различным методикам;
- определение характера насыщения пластов-коллекторов по газовому каротажу и ГИС.
- провести сравнение методик интерпретаций данных газового каротажа, ЛБА.
- построить корреляционную схему по данным ГТИ-ГИС исследуемых скважин.

Бакалаврская работа состоит из 3-х разделов: геолого-геофизическая характеристика района работ, Особенности проведение геолого-технологических исследований, результаты исследований, введения, заключения, списка использованных источников и 5 приложений.

Основное содержание работы. В административном отношении Южно-Аксютинское месторождение нефти находится на границе Асекеевского и Грачевского районов Оренбургской области.

В 1982 г. сейсморазведкой МОГТ при проведении работ на Яковлевской, Проскуринской и Усаклинской площадях по отражающему горизонту «У», в частности, было выявлено Южно-Аксютинское поднятие, которое в 1984 году детализировано и подготовлено к глубокому бурению.

Первооткрывательницей месторождения явилась поисковая скважина №413, пробуренная в 1989-1990 гг. в присводовой части поднятия. Промышленные притоки нефти были получены из пластов Б₁ радаевского и Б₂ бобриковского горизонтов.

В 1989 году Южно-Аксютинское поднятие было введено в разведку. В 1989 году на поднятии была пробурена скважина № 413, в которой получен приток нефти из пласта Б₂ бобриковского горизонта и из пласта С₁ радаевского горизонта.

В 1990 г. на Южно-Аксютинском поднятии была пробурена скв. 415 - Редкодубовская с целью выявления нефтяных залежей в карбонатах турнейского яруса.

С целью построения детальной геологической модели Южно-Аксютинского месторождения, уточнения контуров нефтеносности башкирской и бобриковской залежей нефти в 1999 г. выполнены трехмерные «3D» сейсморазведочные работы Южно-Аксютинской площади. В 2002-2003 гг. была пробурена оценочная скважина №3П, глубиной 1766 м. Скважина не подтвердила структурный план, построенный по данным сейсморазведки 3D, и оказалась за контуром нефтеносности.

После бурения скважины, в 2004 г. проведена переинтерпретация сейсмических материалов 3D и уточнены структурные построения Южно-Аксютинского месторождения в Асекеевском и Грачевском районах Оренбургской области.

В геологическом строении Южно-Аксютинского месторождения участвуют метаморфические образования архея, отложения девонской, каменноугольной, пермской, неогеновой и четвертичной систем.

Южно-Аксютинская площадь по отложениям среднего-верхнего девона приурочена к юго-западной части Бузулукской впадины, Волго-Уральской антеклизы. Месторождение расположено в юго-восточной части Редкодубовской площади и связано с одноименным локальным сейсмическим поднятием.

Поверхность кристаллического фундамента на площади Южно-Аксютинского месторождения имеет вид структурного носа, ориентированного в юго-западном направлении, осложненного многочисленными разрывными нарушениями субширотного и субмеридионального направлений. В его осевой части картируется цепочка эрозионных останцов фундамента округлой формы, оконтуренных изогипсами «-3020 м» - «-3060 м».

Структурная поверхность по отражающему горизонту «У» (кровля бобриковского горизонта) несколько выполаживается и приобретает мозаичный облик, характерный для внешней бортовой зоны Муханово-Ероховского прогиба. Поднятие вытянуто вдоль бортовой зоны Муханово-Ероховского прогиба, имеет крутое южное крыло (сгущение изогипс) и пологое

северное крыло. По кровле пласта Б₂ бобриковского горизонта структура представляет собой брахиантиклинальную складку субширотного простирания по замкнутой изогипсе -1930 м имеет размеры 1,1x2,4 км, амплитуду 60 м.

По нефтегазогеологическому районированию участок работ входит в состав Бузулукская нефтегазоносной области Волго-Уральской нефтегазоносной провинции.

В пределах Южно-Аксютинского месторождения основными эксплуатационным объектом является выявлена залежь нефти пласт Б₂ в песчаных коллекторах бобриковского горизонта.

Пласт Б₂ приурочен к коллекторам в кровельной части бобриковского горизонта. По имеющемуся керну и грунтам продуктивный пласт сложен песчаниками и алевролитами. Вскрыт в скважинах №№ 413 и 415.

Залежь пластовая сводовая. Размеры залежи 0,3-0,5 x 1,17 км, нефтенасыщенная толщина 2,0 м. В скважине № 415 пласт также монолитен и его эффективная водонасыщенная толщина составляет 4,2 м. ВНК по залежи условно принят на абсолютной отметке минус 1875,7м.

Методика исследования. Эффективность и безопасность бурения нефтяной скважины во многом определяется качеством геолого-технологических исследований. В процессе бурения информация должна поступать оперативно, что особенно важно при проведении боковых горизонтальных ответвлений.

После проведения геолого-технологических исследований можно построить литологический разрез, определить границы различных по составу пластов. Располагая информацией о фактической структуре разреза, можно провести ее сравнение с прогнозируемыми параметрами.

Благодаря геолого-технологическим исследованиям очень часто обнаруживаются расхождения фактических и прогнозируемых параметров, так как на основе предварительного анализа очень сложно определить точную глубину залегания различных горных пород. Если момент искривления

скважины будет выбран неправильно, это сделает невозможным подведение горизонтального бокового ствола к коллектору.

Еще один обязательный метод – это геолого-технологический анализ, направленный на получение сведений по корректировке траектории ответвлений скважины. Здесь также предусматривается изучение шлама и керна, плотности пород, газового состава. Если происходит вход ствола скважины в коллектор, это немедленно приводит к изменению отслеживаемых параметров. Одновременно меняются и технические характеристики бурения.

Применительно к строительству горизонтальных скважин и ответвлений, можно выделить несколько дополнительных задач геолого-технологических исследований:

- Определение реперных пластов и расчет времени вскрытия коллектора.
- Корректирование направления движения ствола на горизонтальном участке.
- Оперативная диагностика процесса бурения, немедленное оповещение по всем возникающим сложностям и аварийным ситуациям.

Получив информацию по реперам и опорным пластам при вертикальном бурении, специалисты могут корректно ориентироваться в разрезе и нужный момент начинать искривление основного ствола нефтяной скважины. От этого искривления в дальнейшем будут прокладываться дополнительные наклонные и горизонтальные ответвления.

Стандартный геофизический комплекс методов предназначен для изучения вертикально направленных и наклонных скважин. При стандартных геофизических исследованиях угол наклона скважины не должен превышать 30°. В настоящее время чаще применяется горизонтально направленный метод бурения. При изучении горизонтальных скважин применяется аппаратно методический комплекс АМК «Горизонт» для геофизических исследований горизонтальных скважин и боковых стволов. При геофизических исследованиях горизонтальных скважин преимущественно используются две основные технологии:

1) Использование комплексной геофизической автономной аппаратуры, спускаемой на бурильных трубах с регистрацией всей информации в автономных блоках памяти (рисунок 1).

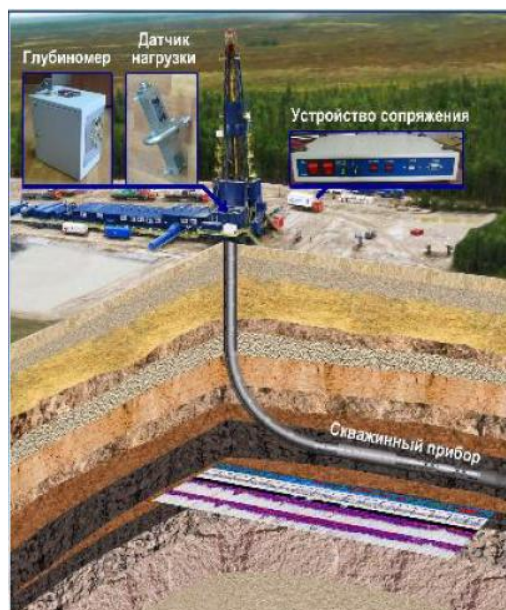


Рисунок 1 – Технология использования комплексной геофизической автономной аппаратуры, спускаемой на бурильных трубах с регистрацией всей информации в автономных блоках памяти

2. Использование в процессе бурения скважины телеметрических систем MWD и LWD, встраиваемых в буровую компоновку с передачей части информации на поверхность в реальном масштабе времени и регистрацией всей информации в автономных блоках памяти.



Рисунок 2 - Система для измерения в процессе бурения (инструмент MWD)

Для литологического расчленения и выделения коллекторов в проектируемый комплекс включены методы: электрометрии (ПС, БКЗ, МКЗ, ВИКИЗ), радиометрии (ГК), кавернометрия. В качестве дополнительных

методов для уточнения литологического состава и более надежного выделения пластов-коллекторов применяются комплексные измерения методами: электрометрии (БК, ИК, МБК), радиометрии (НГК, НКТ), акустического метода (АК) и резистивиметрия. Основными методами для определения коэффициента пористости являются методы каротажа естественной поляризации (ПС), гамма-каротажа (ГК), нейтронного каротажа по тепловым нейтронам (НКТ). Основными методами для определения глинистости являются методы гамма-каротажа (ГК), каротажа естественной поляризации (ПС). Основными методами для определения коэффициента проницаемости являются методы каротажа естественной поляризации (ПС) и бокового каротажа (БК). Основными методами для определения характера насыщения коллекторов и местоположения ВНК при наличии зоны проникновения являются БКЗ, БК, ВИКИЗ.

Газовый каротаж применяется: для оперативного выделения перспективных на нефть и газ участков в разрезе скважины и прогнозной оценки характера их насыщения.

При газовом каротаже изучаются суммарный объем и состав углеводородных газов, попадающих в промывочную жидкость в процессе бурения пластов и перемещаемых потоком от забоя к устью скважины.

При газовом каротаже в процессе бурения непрерывно измеряется суммарное содержание $\Gamma_{\text{сум}}$ углеводородных газов и на хроматографе отображается компонентный состав УВГ, попавших в буровой раствор из разбуриваемых горных пород.

Оперативная интерпретация результатов газового каротажа в процессе бурения проводится в следующей последовательности.

По кривой $\Gamma_{\text{сум}}$ или покомпонентного анализа, регистрируемых непрерывно в функции времени, выделяются аномалийные участки (в 1,5 раза и более выше фоновых значений) и определяется природа газовых аномалий.

При наличии газовой аномалии, обусловленной поступлением газа из пласта для каждого метра, рассчитываются значения флюидных коэффициентов и определяется относительный состав газа.

По палеткам раздельного анализа и по палеткам граничных флюидных коэффициентов, построенных применительно к исследуемой площади или району, определяют характер насыщения коллектора.

Определенную информацию о пройденных скважиной породах можно получить, отбирая и исследуя шлам, т.е. частицы разбуренной породы, выносимой раствором.

По петрографическому описанию шлама с учетом результатов оценки карбонатности строят литологическую колонку. Открытую пористость по шламу определяют для интервалов коллекторов, выделенных по данным ГИС. Люминесцентный и битуминологический анализы служат для уточнения характера насыщения пластов.

С помощью люминесцентного анализа обнаруживают битумы в шламе (или буровом растворе) по их люминесценции под действием ультрафиолетовых лучей. Ультрафиолетом облучают исследуемый образец шлама (или жидкости) и визуально определяют интенсивность и цвет его свечения, форму люминесцентного пятна.

По цвету люминесценции экстракта судят о типе битума, а по плотности экстракта, определяемой с помощью электрофотокалориметра, — о концентрации битумов в растворителе. Хлороформом экстрагируются все компоненты битумов (асфальтены, смолы, масла), а петролейным эфиром — смолы и масла.

Результаты работ. В ходе строительства условно-горизонтального ствола скважины №417 Южно-Аксютинская достигнут проектный горизонт, бурение завершено на глубине (по стволу) 2085 м.

Проектный горизонт – радаевский горизонт нижнего карбона, проектная глубина – 1910м.

В процессе бурения скважины основными задачами, геолого-технологических исследований являлись: технологический контроль, за безаварийным строительством скважины, получение информации о геологическом строении разреза, выделение в разрезе пластов-коллекторов и оценка характера их насыщения.

По результатам забойных инклинометрических измерений при строительстве скважины №417 по горизонтальному на глубине 2030 м зафиксирован максимальный зенитный угол $91,24^\circ$, на глубине 1790 м зафиксирована максимальная интенсивность кривизны $3,06^\circ/10$ м, вертикальная глубина – 1782,20 м.

В процессе бурения отбирался шлам в желобе и на виброситах для определения состава пород. По лабораторным исследованиям шлама получена информация о литологии разбуренных пород, результатах их карбонатометрии, люминесцентно-битуминологических анализах капиллярных вытяжек, макроописание пород по данным исследований. Сводная оценка литологии, стратиграфии и нефтегазонасыщенности разреза приведена ниже.

В пласте-коллекторе бобриковского горизонта по пласту регистрировались высокие концентрации газов в буровом растворе. Аномальные зоны выделены по пласту бобриковского горизонта условно-горизонтального ствола скважины и разбиты на 13 пропластков насыщения. По относительным газопоказаниям продуктивных пропластков бобриковского горизонта построены палетки РАГ по ТВД раствору. По проведенной люминесценции хлороформных вытяжек шлама в выделенных зонах насыщения составили: 4 балла светло-коричневого цвета маслянисто-смолистые битумоиды, 4-5 балла темно-коричневого цвета смолисто-асфальтовый битумоид, что говорит о присутствии в породах нефти и битумоиды и нефти с повышенным содержанием асфальтенов 3-20% и более 20%.

Литологическая характеристика выделенных пластов оценивалась по комплексу геофизических методов и результатам анализа шлама.

При проведении ГИС в выделенных интервалах бобриковского горизонта продуктивных интервалов диаграммы ГК, НГК и ПС показали низкие значения сопротивления, что говорит о хороших коллекторских свойствах пород.

Результаты геохимических исследований представлены в таблице 1.

Таблица 1 - Результаты геохимических исследований бобриковского горизонта

Интервал по стволу, м	Газопоказание по буровому раствору, % абс	Состав газа					ЛБА, (балл, цвет, тип)	ДМК, мин/м	Наличие аномалии по газовому каротажу	ГИС	Характеристика объекта, насыщенность
		C ₁ , %отн	C ₂ , %отн	C ₃ , %отн	C ₄ , %отн	C ₅ , %отн					
1782,54 - 1785,05	1,1201 - 2,4991	0,304 - 0,6183	26,25 - 30,13	22,73 - 25,51	2,83 - 3,3	28,19 - 29,93	4 СК МСБ	4,71 - 6,24	7 кратное увеличение	нефть	нефть
1818,95 - 1824,26	0,2617 - 0,3763	19,2 - 22,47	22,12 - 26,45	3,1 - 4,09	32,97 - 34,73	16,85 - 18,95	4 СК СБ	2,16 - 7,08	4 кратное увеличение	нефть	нефть
1846,36 - 1852,42	0,2893 - 0,7639	13,79 - 16,57	28,72 - 35,64	16,91 - 19,32	21,22 - 25,41	9,9 - 12,75	4 СК СБ, 4 ТК САБ-1	1,58 - 3,25	6 кратное увеличение	нефть	нефть
1864,57 - 1897,13	0,2093 - 0,4678	13,69 - 23,06	15,74 - 24,43	3,49 - 4,6	30,47 - 38,04	18,78 - 28,67	4-5 ТК САБ-1, 4 К СБ	2,9 - 11,21	5 кратное увеличение	нефть	нефть
1921,33 - 1925,74	0,3005 - 0,5116	18,7 - 20,9	17,77 - 22,64	3,33 - 3,84	33,16 - 34,94	19,14 - 25,26	4 ТК САБ-1	2,09 - 2,84	6 кратное увеличение	нефть	нефть
1930,75 - 1934,7	0,2151 - 0,3434	17,57 - 19,1	17,34 - 22,42	3,67 - 3,89	33,98 - 34,91	20,7 - 26,87	4 ТК САБ-1	1,61 - 2,87	4 кратное увеличение	нефть	нефть
1939,99 - 1943,94	0,2736 - 0,308	17,32 - 19,06	21,71 - 24,04	3,98 - 4,71	32,33 - 34,39	20,02 - 22,59	4 ТК САБ-1	3,44 - 6,64	3 кратное увеличение	нефть	нефть
1947,06 - 1951,79	0,1488 - 0,2796	17,46 - 20,78	14,65 - 25,69	4,28 - 4,44	31,25 - 35,82	17,95 - 27,02	4 ТК САБ-1	2,09 - 3,32	3 кратное увеличение	нефть	нефть
1955,49 - 1960,75	0,1928 - 0,2583	16,42 - 21,2	21,63 - 26,16	3,4 - 3,88	31,53 - 35,6	17,24 - 22,53	4 ТК САБ-1	4,25 - 7,04	3 кратное увеличение	нефть	нефть
1964,74 - 1968,68	0,2013 - 0,2436	18,72 - 22,02	21,13 - 23,65	2,67 - 3,54	32,04 - 35,38	18,87 - 21,51	4 ТК САБ-1	2,3 - 4,45	2 кратное увеличение	нефть	нефть
1973,51 - 1979,33	0,1619 - 0,2938	14,52 - 19,3	18,89 - 24,05	2,94 - 3,46	34,11 - 37,56	19,84 - 25,06	3 СК СБ, 4-5 ТК САБ-1	4,11 - 8,46	3 кратное увеличение	нефть	нефть
2001,3 - 2045,3	0,0373 - 0,5174	7,36 - 18,5	8,62 - 25,6	0,08 - 3,37	22,25 - 45,72	19,3 - 42,22		1,5 - 7,13	6 кратное увеличение	нефть	нефть
2058,67 - 2064,12	0,0746 - 0,2369	16,49 - 22,25	7,77 - 26,27	0,13 - 2,01	31,23 - 35,66	20,09 - 39,68	4 К СБ	2,1 - 5,45	2 кратное увеличение	нефть	нефть

Заключение. В бакалаврской работе рассмотрен метод горизонтального бурения и методики определения пластов-коллекторов по газовому каротажу, ДМК, ЛБА и интерпретации ГИС.

В результате выполненной работы, в разрезе скважины №417, по данным газового каротажа и ГИС по горизонтальному пласту выделен пласт-коллектор песчаник бобриковского возраста, насыщенный нефтью в интервалах 1782,5-1785 м, 1818,9-1824,3 м, 1846,4-1852,4 м, 1864,6-1897,1 м, 1921,3-1925,7 м, 1930,7-1934,7 м, 1940-1943,9 м, 1947,1-1951,8 м, 1955,5-1960,7 м, 1967,7-1968,7 м, 1973,5-1979,3 м, 2001,3-2045,3 м, 2058,7-2064,1 м. Следует отметить, что мощность пласта-коллектора в разрезе скважины по пласту составляет 10-40 м.

Данный пласт послужил объектом исследования, на которых были опробованы методики интерпретации данных газового каротажа с сопровождением телеметрии, ЛБА, РАГ, с целью определения характера насыщения в условиях Оренбургской области.

Аномалия в разрезе Южно-Аксютинского месторождения установлена в бобриковском горизонте визейского яруса нижнего карбона. Залежь нефтяная.