

МИНОБРНАУКИ РОССИИ

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования

**«САРАТОВСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ Н.Г. ЧЕРНЫШЕВСКОГО»**

Кафедра геофизики

**«Выявление и оценка характера насыщения пластов-коллекторов в  
процессе строительства скважины по данным комплекса методов ГТИ  
на примере Учебного месторождения»**

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

студента 5 курса 531 группы  
направления подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
геологического факультета  
Цымбала Альберта Александровича

**Научный руководитель**

К. г.-м.н., доцент

\_\_\_\_\_

Е.Н.Волкова

подпись, дата

**Зав. кафедрой**

К. г.- м.н., доцент

\_\_\_\_\_

Е.Н.Волкова

подпись, дата

Саратов 2022

**Введение.** Проведение геофизических и геохимических исследований на буровой непосредственно при бурении скважин в комплексе позволяет получить необходимую, наиболее достоверную и актуальную информацию о геологическом разрезе, вскрываемом скважиной. Применение геолого-технологических методов исследований в процессе строительства скважин позволяет контролировать качество и безопасность работы скважины, а также более точно определить свойства пластов-коллекторов в процессе бурения скважин. В зависимости от того, насколько точно получена и обработана информация, будет зависеть порядок вскрытия нефтеносных пластов, а это, в свою очередь, влияет на эффективность отбора сырья и всю дальнейшую эксплуатацию месторождения. В сравнении с классическими геофизическими методиками, геолого-технологические исследования в процессе бурения позволяют получать более оперативную информацию (время между вскрытием пласта и проведением исследований - минимальное).

На примере Учебного месторождения продемонстрирована целесообразность использования комплекса методов ГТИ в процессе бурения. Целью данной работы стало изучение выявления пластов-коллекторов и оценка характера их насыщения на примере Учебного месторождения комплексом методов ГТИ, применяемых при бурении. Данная цель предположила решение следующих задач:

- Изучить географические особенности, тектоническое строение и литологические характеристики исследуемого месторождения.
- Охарактеризовать коллекторские свойства продуктивных пластов.
- Проанализировать применяемый комплекс геолого-технологических исследований (ГТИ).
- Выделить пласты-коллекторы и определить характер насыщения пластов - коллекторов в разрезе месторождения.

Бакалаврская работа состоит из 3 разделов: 1 Геолого-геофизическая характеристика территории исследования; 2 Методика исследований; 3 Результаты исследований.

**Основное содержание работы. Геолого-геофизическая характеристика района исследований. Общая характеристика месторождения.** В административном отношении Учебное месторождение расположено на Востоке Оренбургской области в пределах Александровского, Октябрьского и Переволоцкого административных районов Оренбургской области в 90 км к северо-западу от областного центра г. Оренбурга. Райцентр Александровка находится в 35 км к северо-западу от месторождения, с. Октябрьское в 50 км к востоку, райцентр Переволоцк в 52,5 км к юго-западу. Месторождение расположено между реками Большой Уран и Малый Уран. Электроснабжение осуществляется по ВЛ-110 кВ от линии электропередач Сакмарская ТЭЦ-Александровка. **В региональном тектоническом плане** Учебное месторождение находится на юго-восточном склоне Волжско-Камской антеклизы, вблизи границы с Предуральским краевым прогибом. На поверхности кристаллического фундамента описываемый район приурочен к юго-восточному блоку Жигулевско-Оренбургского свода, на сочленении с Урало-Бавлинской синеклизой. На кристаллическом фундаменте залегают преимущественно терригенные рифейские и вендские породы так называемого промежуточного комплекса. Их мощность составляет здесь около 2000 м. На вендских слоях с большим стратиграфическим и угловым несогласием лежат породы нижнего девона. По палеозойскому осадочному чехлу месторождение находится в южной части структуры I порядка - Восточно-Оренбургского сводового поднятия (ВОСП), объединяющего ранее выделившийся Восточно-Оренбургский структурный выступ и Салмышскую впадину. ВОСП представляет собой крупное мысовидное поднятие, выполаживающееся вверх по разрезу. Учебное месторождение находится на юго-восточном склоне этого мыса. **Нефтегазоносность.** В пределах Восточно-Оренбургского валообразного поднятия выявлены Алябьевская, Шарлыкская, Бараковская,

Митрофановская, Колганская и Переволоцко-Сыртовская структурные зоны, которые изучены очень слабо. Запасы исследуемого площади месторождения связаны с франско-турнейским карбонатным комплексом. В начале франского века происходила некоторая тектоническая перестройка в центральных и юго-восточных районах области. Особенно это касается юго-западной прибортовой зоны Урало-Бавлинской синеклизы. В результате кратковременной регрессии морского бассейна в районе Бараковско-Юртаевской и Колганской площадей в Пашийское время отлагались преимущественно алеврито-песчаные осадки, а восточнее этой зоны и в Бузулукской впадине пашийский горизонт сложен алеврито-глинистыми породами и с прослоями известняков. Кыновский горизонт в районе этих же площадей имеет увеличенную мощность до 45 м, сложен кораллово-строматопоровыми биогермными известняками. Приведенный характер отложений пашийского и кыновского горизонтов указывает на формирование Восточно-Оренбургского валообразного поднятия с пашийского времени.

Франско-турнейский карбонатный нефтеносный комплекс включает карбонатные отложения саргасвского и семилукского горизонтов нижнефранского подъяруса, верхнефранский подъярус, фаменский ярус верхнего девона и турнейский ярус нижнего карбона. Нижней границей служат глины и аргилиты кыновского горизонта, верхней - аргилиты и глины яснополянского, а в пределах Камско-Кинельской впадины - малиновского надгоризонтов. Комплекс представлен переслаиванием различных известняков и доломитов, среди которых выделяется до 12 проницаемых трудно сопоставимых пластов, имеющих, по-видимому, локальное распространение. Нефтеносность установлена в пластах ДФ<sub>11</sub>, ДФ<sub>1</sub>, Т<sub>2</sub> и Т<sub>1</sub> (В<sub>1</sub>). Пласт ДФ<sub>11</sub> приурочен к кровле фаменского яруса, ДФ<sub>1</sub> - к кровле заволжского горизонта, Т<sub>2</sub> и Т<sub>1</sub> - к турнейскому ярусу. Единственный приток нефти дебитом 14 м<sup>3</sup>/сут получен из карбонатных отложений саргаевского горизонта на Учебном месторождении.

**Методика исследований. Геолого-технологические исследования (ГТИ).** ГТИ исследования в процессе бурения скважины имеют большое значение, обусловленное тем, что одновременный анализ значений давления, расходов и производительности буровых насосов при бурении скважины помогает наблюдать и контролировать гидродинамику скважины или судить о работе бурового инструмента, тем самым предотвращая возникновение аварийных ситуаций и осложнений.

Изменение значений суммарного объема бурового раствора, задействованного в циркуляционной системе, позволяет своевременно обнаруживать поглощения или проявления, производить расчеты их интенсивностей и также следить за работой бурового оборудования.

Информация об изменении температуры, плотности, удельного сопротивления бурового раствора имеет геологический характер, направленный на исследования свойств горных пород пройденных скважиной, но также дает дополнительные данные по проявлениям и поглощениям, по работе бурового инструмента на забое.

Газосодержание и хроматографический анализ газа, растворенного в буровом растворе, напрямую связано со свойствами разбуриваемых пород и пластовых флюидов находящихся в них.

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. Информация подразделяется на три основные категории:

- геологическая;
- геохимическая;
- технологическая.

В зависимости от того, насколько точно получена и обработана информация, будет зависеть порядок вскрытия нефтеносных пластов, а это, в свою очередь, влияет на эффективность отбора сырья и всю дальнейшую

эксплуатацию месторождения. В сравнении с классическими геофизическими методиками, геолого-технологические исследования в процессе бурения позволяют получать более оперативную информацию (время между вскрытием пласта и проведением исследований - минимальное).

Быстрое получение информации и предпринимаемые на ее основании корректировки помогают своевременно исключить неблагоприятные факторы, способные повлиять на дальнейшую разработку. Если режим вскрытия нефтеносного пласта выбран правильно, при бурении удастся сохранить естественные свойства коллектора в районе скважины. Соответственно, сама скважина будет более продуктивной на всех этапах эксплуатации. Правильный режим бурения можно выбрать только с помощью оперативных геолого-технологических исследований.

Целью геолого-технологических исследований бурящихся скважин и является быстрое получение актуальной, необходимой и достоверной информации о геологическом разрезе, вскрываемом скважиной, и достижение высоких технико-экономических показателей бурения.

Используемые геолого-технологические методики зависят от того, какая задача решается при бурении в данный момент времени. Например, если необходимо определить момент начала искривления вертикального ствола скважины, на каждом пройденном метре берутся пробы шлама и керна, проводится их анализ. В технологии для анализа предусмотрен так называемый «обязательный комплекс», в состав которого входят следующие виды работ:

- Изучение состава керна и шлама с помощью микроскопа.
- Анализ горных пород на содержащиеся в них минеральные компоненты.
- Проведение люминесцентного и битуминологического анализа.
- Установление точной плотности и коэффициента пористости горной породы.

После проведения всех указанных выше геолого-технологических исследований можно построить литологический разрез, с высокой точностью определить границы, на которых соприкасаются различные по составу пласты. Располагая информацией о фактической структуре разреза, можно провести ее сравнение с прогнозируемыми параметрами. Если есть значительные расхождения в результатах, процесс бурения нужно быстро корректировать, так как искривление скважины придется начинать уже на другой глубине.

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.

**Геолого-геохимические исследования.** Геолого-геохимические исследования проводятся в течение всего нахождения станции ГТИ на буровой. Исследования скважинной геохимии проводятся для более оперативного и глубокого изучения разрезов скважин, прогнозирования и оценки нефтегазонасыщения потенциально продуктивных горизонтов, а также исследования пластовых флюидов. Для решения этих задач применяется типовой комплекс исследований, включающий методы изучения шлама, керна, промывочной и пластовой жидкости, параметров бурения. Непосредственно к геолого-геохимическим исследованиям на скважине относятся:

- механический каротаж; фильтрационный каротаж; газовый каротаж в процессе и после бурения; литологические исследования керна и шлама - макро- микроописание керна и шлама; петрофизические, газометрические исследования керна и шлама - кальциметрия, люминисцентно-битуминологический анализ (ЛБА), термовакуумная дегазация (ТВД), определение минералогической плотности и коэффициента пористости и

т.д.; построение шлагограммы и литологической колонки с предполагаемой стратиграфической привязкой вскрываемых отложений (стратиграфическая привязка уточняется в процессе дальнейшего строительства скважины после проведения ГИС и палеонтологических исследований шлама и керна); оперативный комплексный анализ материалов, полученных в результате исследований керна и шлама, газового каротажа, фильтрационного каротажа, детального механического каротажа, с привлечением материалов ГТИ и ГИС по исследуемой и соседним скважинам.

Геолого-геохимические исследования проводятся полевыми геологами на аппаратуре и оборудовании, которое обеспечивает проведение отбора шлама, подготовку к исследованиям, изучение образцов шлама и керна визуально-инструментальными методами с целью определения литологических характеристик и обнаружения признаков углеводородов, с предоставлением от геофизиков ГТИ газового анализа бурового раствора, керна, шлама. Используя вышеупомянутую аппаратуру с оборудованием, а также специальное программное обеспечение производится решение геологических задач, а также обеспечивается ввод, вычисление, анализ, формирование, представление и хранение следующих данных:

плановый или прогнозный стратиграфический и литологический разрез скважины с указанием продуктивных коллекторов; шлагограмма (процентное содержание различных пород (минеральных групп в образце шлама); фракционный состав шлама; физические и химические характеристики пород (твердость, плотность, пористость, газосодержание, карбонатность, водородный показатель, содержание жидких УВ, содержание битумоидов и т.д.); данные о фактическом литологическом составе пород разреза по анализу образцов шлама и керна; макро- и микроописание пород; описание пластов и реперов в разрезе скважины с указанием фактического характера насыщения; уточнение границ литологических разностей по данным скорости проходки; расчет приведенных газопоказаний; выделение

пластов-коллекторов по данным технологических измерений и газового каротажа; расчет флюидных коэффициентов; определение характера насыщения пластов-коллекторов.

**Газовый каротаж в процессе бурения.** Газовый каротаж представляет собой прямой метод выделения в разрезе скважины продуктивных пластов, содержащих углеводороды. Газовый каротаж в процессе бурения используется для выделения нефтегазосодержащих пластов, определения их насыщенности и для обеспечения безаварийного бурения - выделения зон АВПД, предупреждения выбросов нефти и газа. Газовый каротаж – метод геофизического исследования, широко используемый на предприятиях нефтедобывающего комплекса с целью определения наличия газообразных и легких жидких углеводородов. Современные приборы для каротажа позволяют проводить непрерывный анализ проб газовой смеси при постоянной дегазации бурового раствора в процессе бурения или дискретный анализ при термовакуумной дегазации отобранных проб бурового раствора, шлама или керна. Полученные данные наносятся на диаграммы, которые позволяют сделать вывод о глубине залегания нефтеносного или газоносного пласта, его составе и концентрации углеводородов. Метод 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 аномально высокого пластового давления, предупреждения выбросов нефти и газа.

Газовый каротаж основан на изучении количественного и качественного состава углеводородного газа, попавшего в промывочную жидкость в процессе разбуривания горных пород при проводке скважин. Информативными газами для выделения продуктивных пластов являются предельные УВ от метана до гексана. Газы, извлекаемые из промывочной жидкости, могут быть природными газами (газовые залежи), газами, растворенными в нефти (попутными газами нефтяных месторождений) или в

виде газоконденсата. Изучаемые при газовом каротаже природный и попутный газы нефтяных и газовых месторождений представляют собой в основном смесь УВ с углеводородными газами. Основным компонентом природного газа является метан С1 – самый легкий из углеводородных газов, в небольших количествах присутствуют более тяжелые компоненты: этан С2, пропан С3, бутан С4, пентан С5, гексан С6. Для попутных газов нефтяных месторождений характерно наличие более высоких концентраций тяжелых компонентов. В нефтеносных и водоносных пластах встречаются и другие УВ: непредельные УВ-этилен, пропилен и бутилен и изомерного соединения УВ - изобутан изобутилен и изобутан. Более тяжелые УВ, как правило, находятся в жидкой фазе. В состав природного и попутного газов могут входить также двуокись углерода, азот и некоторые другие водородные газы.

Газовый каротаж в процессе бурения является основной модификацией метода, включающей изучение изменения ко стволу скважины содержания и состава газов, поступающих в ПЖ в процессе бурения горных пород, и изменения параметров, характеризующих режим бурения скважин, а также каротаж по шламу. Результаты газового каротажа в процессе бурения представляются в виде комплекса параметров, зафиксированных в функции исправленных глубин и характеризующих газо- и нефте- содержание пластов, вскрытых скважиной, комплекса технологических параметров, зафиксированных также в функции глубин, и результатов исследования шлама.

**Результаты исследований.** Результатами технологических исследований являлись диаграммы пометрового отчета, диаграммы отчетов различных технологических параметров по времени. интервале 1886 – 2008 м менялись параметры бурения (механическая скорость и нагрузка на долото). Это позволяло контролировать изменение траектории и осуществлять на проводку согласно проектным данным. Представлен отчет по геолого-геохимическим исследованиям и газовому каротажу по скважине № 450. Исследования проводились в интервале 400 – 3680 м, привязка осуществлялась

по глубине по мере инструмента, использовался тип раствора – глинистый полимерный.

Характер насыщения коллекторов определялся по данным газового каротажа и люминесцентно-битуминологического анализа (ЛБА) с учетом литологических данных. Потенциально продуктивный пласт вскрыт в интервале 3563-3576 м, он состоит из двух частей, разделенных прослоем мощностью 6,5 м известняка серого, скрытокристаллического, доломитистого, глинистого плотного, слабой крепости с тонкими прослойками аргиллита коричневатого-серого, зеленоватого, алевритистого, плотного, крепкого.

Верхний пласт развит в интервале 3563 – 3566 м и представлен по шламу известняком светло-коричневым, темно-коричневым, битумиозным, скрытокристаллическим, плотным, средней крепости. ЛБА: желтый, оранжево-желтый, маслянисто - смолистый битумоид (МСБ), 4 балла.

Нижний продуктивный интервал по шламу представлен известняком темно-коричневым, почти черным, битумиозным, частично с замещением битумом и перекристаллизован, плотным, средней крепости. ЛБА: коричневый смолистый битумоид (СБ), 5 баллов.

Вывод: пласт от слабо- до пористого, предположительно нефтенасыщенный, возможен слабый приток нефти, рекомендуется ИПТ

**Заключение.** В тексте дается геолого-геофизическая характеристика Учебного месторождения, приводится описание методик исследований и анализа результатов работы, на примере строительства скважины № 450 данного месторождения.

В процессе бурения скважин необходимо для точного определения коллекторов и их свойств производить отбор и исследование шлама (керн) с одновременным анализом газового каротажа и параметров бурения, необходимых для изучения пробуренного интервала.

По данным ГТИ и геолого-геохимическим исследованиям в процессе бурения в пределах пласта D2m1 выделены перспективные интервалы:

В интервале глубин 3563-3566м разрез представлен известняком светло-коричневым, тёмно-коричневый, битуминозным, скрытокристаллическим, плотным, средней крепости. По результатам карбонатометрии известняк на 100% состоит из CaCO<sub>3</sub>. Известняки содержат битумоиды и нефть с содержанием асфальтенов 3-20% и частично насыщена углеводородами (15-30мг/см<sup>3</sup>), пористость-2,4%. Интервал имеет признаки нефтенасыщенного коллектора с ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами. Рекомендован для проведения ИПТ (возможен слабый приток нефти).

В интервале глубин 3568-3572м разрез представлен известняком темно-коричневым, почти черным, битуминозным, скрытокристаллическим, частично с замещением битумом и перекристаллизованным, плотным, средней крепости, реже (5-10%) светло-серым с примазками битума, скрытокристаллическим, доломитистым, глинистым, плотным, слабой крепости, тонко слоистым. По результатам карбонатометрии известняк на 100% состоит из CaCO<sub>3</sub>. Известняки содержат битумоиды с содержанием асфальтенов более 20% и насыщена углеводородами (30-54мг/см<sup>3</sup>), порода сильно пористая- 4,7%. Интервал имеет характеристики нефтенасыщенного коллектора. Рекомендован для проведения ИПТ (возможен промышленный приток нефти).