

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 каменноугольных и девонских  
отложений в процессе бурения (на примере Ново-Корнеевского  
месторождения)»**

**АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ**

Студента 5 курса 501 группы  
направление 05.03.01 геология  
геологического ф-та  
Ариффулина Михаила Юрьевича

**Научный руководитель**

К. г.-м.н., доцент

\_\_\_\_\_

подпись, дата

М.В. Калининкова

**Зав. кафедрой**

К. г.- м.н., доцент

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Е.Н. Волкова

Саратов 2016

**Введение.** Актуальность данной работы определяется тем, что Ново-Корнеевское месторождение было открыто сравнительно недавно, и подготовлено к бурению в 2013 году. В настоящее время Ново-Корнеевское месторождение готовится к эксплуатации и является одним из крупнейших газовых месторождений Саратовской области. В процессе строительства скважин на данном месторождении требовалось уточнение геологической модели, а также выявить новые и уточнить старые продуктивные пласты.

Методы геолого-технологических исследований (ГТИ) позволяют оперативно выявить пласты-коллекторы по ряду критериев: смена литологии; изменение физических свойств пород; изменение интенсивности свечения пород под УФ лампой; повышение газопоказаний; изменения компонентного состава газа.

Целью работы является выделение пластов-коллекторов среднего и нижнего карбона и среднего девона, а так же оценка характера насыщения этих пластов.

Данная цель предполагает решение ряда задач:

- изучение геолого-геофизических характеристик месторождения;
- выделение пластов-коллекторов по данным ГТИ;
- ознакомление с методами проведения газового каротажа;
- определение характера насыщения пластов-коллекторов по газовому каротажу.

Бакалаврская работа состоит из введения, трех разделов: раздел 1 Геолого-геофизическая характеристика исследуемой территории; раздел 2 проведение геолого-технологических исследований в процессе бурения; раздел 3 Результат исследований, а также из заключения, списка используемых источников и приложений.

**Содержание работы.** В административном отношении Ново-Корнеевская структура расположена на левом берегу р. Волга, на территории Ершовского района Саратовской области в 25 км юго-восточнее располагается г. Ершов.

В геологическом строении Ново-Кореевской структуры принимают участие породы девонской, каменноугольной, пермской, неогеновой и четвертичной систем.

В тектоническом отношении Ново-Корнеевское месторождение расположено на Пугачевском своде, и представляет собой сложно построенное тектоническое поднятие кристаллического фундамента, имеющее субширотное простирание почти параллельное бортовому уступу Прикаспийской впадины. Размеры свода в плане составляют 180x80 км, с севера он ограничен Иргизским прогибом, с северо-востока - Бузулукской впадиной, с запада – Воскресенской депрессией. На юге свод непосредственно примыкает к бортовой зоне Прикаспийской впадины. Пугачевский свод делится на три тектонических ступени: Неверкинскую, Балаковскую и Марьевскую. Эти геоструктурные элементы имеют субширотное простирание и характеризуются сложным внутренним строением. Система разрывных нарушений субмеридианального заложения разделяет каждую ступень на отдельные блоки. Анализ истории геологического развития Пугачевского свода с помощью карт изопахит для различных стратиграфических интервалов девона и карбона показал, что основные черты его тектонического строения были сформированы к началу фаменского века позднего девона. Тем самым было обеспечено возникновение регионального наклона в сторону Прикаспийской впадины, что должно было способствовать латеральной миграции углеводородов в северном направлении.

В нефтегазоносном отношении в пределах Ново-Корнеевского месторождения потенциально перспективными горизонтами являются черемшано-прикамский ( $C_2b_{2-1}^{cm-pk}$ ), бобриковский ( $C_1v_1^{bb}$ ) и бийский ( $D_2ef_2^{bs}$ ) горизонты.

Черемшано-прикамский горизонт ( $C_2b_{2-1}^{cm-pk}$ ) является карбонатным коллектором. Горизонт слагают известняки органогенно-детритовые, неравномерно кавернозные (местами По типу насыщения представляет собой газовую залежь, генетически связанную с залежами нефти.

Бобриковский горизонт ( $C_1v_1^{bb}$ ) представлен терегенными породами, литологически представлен аргиллитам и песчаниками прибрежно-морского генезиса. Потенциально продуктивным является пласт песчеников мощность  $\sim 5$ м. По типу насыщения представляет собой газовую залежь, генетически связанную с залежами нефти.

Бийский горизонт ( $D_2ef_2^{bs}$ ) является самым крупным карбонатным коллектором, рифогенного происхождения, на данном месторождении мощностью 130-150м. По типу насыщения представляет собой газовую залежь.

Для решения поставленных задач в данной работе применяются методы ГТИ. Основным методом является газовый каротаж.

Методика работы включает в себя описание физических основ проведения газового каротажа в процессе бурения, а также технологию проведения газового каротажа и люминисцентно-битуминологического анализа, и основы их интерпретации.

Газовый каротаж основан на изучении количества и состава газа, попавшего в буровой раствор из разбуриваемых или вскрытых скважиной пластов.

Существуют следующие механизмы поступления газа в буровой раствор: при разбурировании горных пород, фильтрационный, диффузионный и техногенный.

При проведении газового каротажа на скважинах применяют два способа дегазации. Первый – это непрерывная дегазация бурового раствора. Второй – периодический отбор проб и исследования на установке термовакuumной дегазации. При втором способе исследуется промывочная жидкость, пробы из пробоотборника при ИПТ, шлам и керн и определяется удельное газосодержание. Причем изучение газоносности шлама и керна производится только этим способом.

Непрерывная дегазация бурового раствора производится на устье скважины, на потоке бурового раствора перед выброситами дегазатором непрерывного действия. Обычно используются поплавковые дегазаторы или дегазаторы с

активатором центробежного типа. Место для установки дегазатора готовится заранее с тем условием, чтобы:

- дегазатор герметично плавал на спокойном потоке, т.к. на бурном потоке он прыгает и подсасывает воздух, что приводит к понижению газопоказаний;
- уровень потока под дегазатором должен быть не менее **10-15 см**, т.к. при меньшем уровне под дегазатором скапливается шлам и раствор перестает проходить под дегазатором, что приводит к понижению газопоказаний.

Дальше газовоздушную линию (ГВЛ) ведут вверх (1-2м) и ставят влагоуловитель (холодильник), который задерживает влагу, несомую газовоздушной смесью из дегазатора.

На входе в станцию ставится ротаметр, по показаниям которого можно судить:

- о подсосе воздуха в ГВЛ - в случае увеличения показаний ротаметра относительно установленного рабочего уровня;
- о закупорке ГВЛ - в случае уменьшения показаний ротаметра относительно установленного рабочего уровня.

Основным элементом газоаналитического канала является хроматограф (ХГ), в котором происходит деление газовоздушной смеси, подаваемой на вход, на отдельные компоненты. В итоге мы получаем количественные и качественные значения первых пяти компонентов УВ-газов, находящихся в газовоздушной смеси (метан, этан, пропан, бутан, пентан) и водорода.

Информация, получаемая при проведении геохимических исследований, имеет транспортное запаздывание, обусловленное временем подъема бурового раствора от забоя до места установки дегазатора на устье скважины, называемым «временем отставания» бурового раствора; в канале ГВЛ, называемая «временем задержки» по ГВЛ (Тгвл) и канале Хроматографа (Тхг). При проведении геохимических исследований расчет «времени отставания» и привязка данных газового каротажа к глубине производится в программе сбора. Для проверки времени отставания существует несколько способов: расчетный, индикаторный и

опытным путем.

При вскрытии продуктивного пласта по газовому каротажу можно определить его кровлю и подошву. Начало аномалии соответствует кровле пласта, а максимум - подошве пласта. После прохождения пласта наблюдается резкое уменьшение газопоказаний, если забойное давление превышает пластовое. При превышении пластового давления надзабойным, величина газопоказаний, после прохождения пласта, будет возрастать и газовые аномалии, в этом случае, характеризуются обычно большой амплитудой и продолжительностью. Поступление пластового газа, как из разбуриваемого пласта, так и из ранее пройденных пластов может привести к значительным газопроявлениям.

При разрушении породы долотом образуется шлам. Часть газа оттесняется, а часть остается в закрытых и полузакрытых порах. Поэтому в средней части каждой шламинки сохраняется пространство, заполненное газонасыщенным флюидом или газом. При подъеме шлама к поверхности, давление на шламинку постепенно снижается. Находящийся в шламе флюид начинает расширяться и вытеснять буровой раствор. Естественно часть газа попадает в буровой раствор, а часть остается в шламе. После выноса шлама на поверхность, его необходимо отобрать в пробоотборник как можно быстрее, пока весь газ не улетучился, и провести определение его газосодержания методом ТВД. Зная объем основной породы в шламе можно рассчитать остаточную удельную газонасыщенность породы. Если из перспективного интервала был отобран керн, то необходимо отобрать 100г породы, молотком измельчить до размеров шлама, дальнейшие исследования производить как со шламом.

Газовый каротаж также позволяет определить характер насыщения пласта. Основным критерием при определении характера насыщения и типа залежи может служить качественный состав анализируемых при газовом каротаже газоздушных смесей. Следует отметить, что в момент проходки газонасыщенных пластов извлеченный из глинистого раствора газ будет состоять преимущественно из метана, при каротаже горизонтов, содержащих нефть, в составе газа должна возрастать роль более тяжелых углеводородов.

Как в нефтяных, так и в газовых месторождениях компонентный состав газов характеризуется наличием всей гаммы углеводородных газов от метана до гексана включительно. Количественное соотношение отдельных компонентов различно и изменяется в зависимости от типа залежи.

Для того что бы определить тип залежи применяются графики раздельного анализа газа (РАГ). На них в виде графиков представлено соотношение углеводородных газов. Существует эталонный график на котором указаны эталонные кривые указывающие на тип залежи, сопоставляя полученные кривые с эталонными, дается характеристика от характере насыщения.

Для определения насыщенности пород, также используется люминисцентно-битуминологический анализ (ЛБА). ЛБА-метод определения качественного состава и количественного содержания битуминозных образований в породе, основанный на способности органических соединений люминисцировать при возбуждении их ультрафиолетовыми лучами ( $\lambda=366\text{nm}$ ). Основоположниками этого метода являются советские ученые В.Н. Флоровская и В.Г. Мелков.

Для изучения битуминозных веществ непосредственно в твёрдых средах используют методы люминесцентной макро- и микроскопии, а в растворах органических растворителей (хлороформ, спиртобензол и др.) — общий и групповой люминесцентно-битуминологический анализ. В зависимости от поставленных задач применяют различных виды люминесцентно-битуминологического анализа. В практике поисковых геохимических работ на нефть и газ используется общий люминесцентно-битуминологический анализ с применением в качестве растворителя хлороформа. При облучении экстракта люминесцентной лампой производят визуальное сравнение его цвета и интенсивности люминесценции с эталонной коллекцией нефтей или битуминозных образований рассеянного органического вещества пород изучаемого региона. Для определения концентрации битуминозного вещества разработана 5-балльная шкала, а ориентировочное представление о его составе даёт цвет люминесценции растворов и капиллярных вытяжек.

Общий количественный анализ позволяет установить наличие битуминозного вещества в концентрации до  $10^{-7}$  г/мл. изменение чувствительности зависит от состава анализируемого образца, снижаясь по мере обеднённости битуминозных образований смолисто-асфальтовыми соединениями.

Результат бакалаврской работы представлен исследованием 2х скважин Ново-Корнеевского месторождения. Результаты приведены в сводных планшетах, в которых указаны данные ГТИ ГИС и данные (испытаний пластов на трубах) ИПТ. По исследуемым скважинам Ново-Корнеевского месторождения, выделены пласты-коллекторы по данным ГТИ, а так же определен характер насыщения этих пластов по данным термовакуумной дегазации керна, и ЛБА.

Выделение пластов по данным ГТИ определяется по ряду критериев:

1. Увеличение газопоказаний в 10 раз относительно фоновых значений.
2. Изменение компонентного состава газа.
3. Изменение литологии и физико-химических свойств пород.

Первым продуктивным интервалом на Ново-Корнеевском месторождении является черемшано-прикамский ( $C_2b_{2-1}^{cm-pk}$ ) горизонт в интервале 1400-1435м. Горизонт является карбонатным коллектором, который начинается сразу после глинистой «покрышки». При строительстве скважины №9 по данным непрерывной частичной дегазации БР при вскрытии кровли черемшано-прикамских ( $C_2b_{2-1}^{cm-pk}$ ) отложений зафиксировано аномальное повышение газосодержания до 1-2,2абс% (содержание метана 99,9%отн). Удельная газонасыщенность кровельной пробы шлама  $1,14\text{см}^3/\text{дм}^3$ , интенсивность свечения 3 балла голубовато-жёлтого цвета (МБ).

С глубины 1400м регистрируется снижение газопоказаний до 0,01-0,02абс%, обусловленное снижением скорости проходки, изменением коэффициента разбавления бурового раствора, однако наблюдается изменение компонентного состава газа на данном интервале. При отборе кернов 1-5 выявлены визуальные признаки углеводородного насыщения. Интенсивность свечения 3-4 балла жёлтого, серо-коричневого и оранжево-коричневого цветов. По данным ТВД керна, указанным отобранного при прохождении данного интервала была

построена таблица РАГ, которая также указывает на то, что пласт является продуктивным.

Сопоставив составленный график с эталонной палеткой РАГ, получено, что характер насыщения соответствует газовой залежи, генетически связанной с нефтяными залежами.

Результаты ГИС и ИПТ, указанные в сводном планшете, подтверждают информацию полученную при помощи ГТИ.

Следующим продуктивным горизонтом является бобриковский ( $C_{1bb}$ ) горизонт и выделен в интервале 1739,5-1749,5м. В кровле горизонта и в нижней его части вскрыты аргиллиты чёрные, углистые, разнонаправлено слоистые до листоватых, плотные. В средней части горизонта залегает пласт песчанников мощностью 5м, с сильным запахом УВ. Горизонт выявлен как продуктивный по обоим скважинам, что подтверждают результаты ИПТ, наглядно показанные в сводных планшетах, построенных по этим скважинам. По данным непрерывной частичной дегазации при проходке бобриковских отложений с отбором кернов на скважине 1 регистрируется низкий уровень газопоказаний 0,001-0,005абс%, обусловленный низкой скоростью проходки. При вскрытии песчаного пласта зафиксировано повышение уровня газосодержания бурового раствора до 0,013абс%. При вскрытии и проходке бобриковских отложений с отбором керна в интервале 1741-1745м скважины №9, регистрируется повышение газопоказаний до 0,1-0,16абс% (метана 99,6-100%отн.), в интервале 1745-1747,5м газосодержание снижается до 0,03-0,05абс% (метана 96,5-98%отн.). Интенсивность свечения 3 балла оранжево-желтого и оранжево-коричневого цветов. По данным ТВД керна скважины №1 и №9 отобранного при прохождении данного интервала была построена таблица РАГ, которая также указывает на то, что пласт является продуктивным. Сопоставив составленный график с эталонной палеткой РАГ, видно что характер насыщения соответствует газовой залежи, генетически связанной с нефтяными залежами.

В интервале 2035-2115м по скважине №1 и 1995-2055м по скважине №9 выделен продуктивный коллектор бийского ( $D_2ef_2^{bs}$ ) горизонта. Горизонт представлен доломитами и доломитизированными известняками разно направленно трещиноватами. Образцы кернов отобранные в процессе бурения имеют сильный запах УВ, керны в смоченном состоянии активно газируют по всей поверхности. По данным непрерывной частичной дегазации при вскрытии доломитов в кровле бийских отложений зарегистрировано повышение газосодержания бурового раствора до 0,12-0,85абс% (содержание метана 98,9%отн), удельной газонасыщенности пробы шлама до  $0,95\text{см}^3/\text{дм}^3$ , при фоновых значениях 0,04-0,06 абс% Интенсивность свечения пробы шлама 3 балла оранжево-желтого и голубовато-желтого цвета (МСБ).

По данным ТВД керна скважин, отобранным при прохождении данного интервала была построена таблица РАГ, которая также указывает на то, что пласт является продуктивным.

Сопоставив составленный график с эталонной палеткой РАГ, видно что характер насыщения соответствует газовой залежи.

Данные о том, что пласт является продуктивным, подтверждаются результатами проведенного ИПТ на скважине №1, которые указаны в сводном планшете. Геофизические исследования, так же подтверждают наличие коллекторских свойств в данном интервале, что видно на графиках ГИС в сводном планшете.

**Заключение.** В соответствии с поставленными задачами в бакалаврской изучено литолого-стратиграфическое и тектоническое строение Ново-Корнеевского месторождения. Описана методика выполнения исследований ГТИ при решении геологических задач, в частности газового каротажа и люминесцентно-битуминологического анализа. Дано описание методики определения характера насыщения при помощи построения палеток отдельного анализа газа.

В результате по скважинам №1 и №9 Ново-Корнеевского месторождения выделены газонасыщенные пласты-коллекторы: черемшано-прикамский ( $C_2b_{2-1}^{cm-pk}$ ), бобриковский ( $C_1v_1^{bb}$ ) и бийский ( $D_2ef_2^{bs}$ ) продуктивные горизонты. Данные ГИС подтверждают наличие коллекторских свойств этих пластов. По результатам ИПТ подтверждается оценка газонасыщения, полученная методами ГТИ.