

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

Кафедра геофизики

«Выделение в разрезе скважины и определение характера насыщения пластов-  
коллекторов по данным ГТИ в подсолевых отложениях  
бортовой зоны Прикаспийской впадины»

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

Студентки 5 курса 521 группы  
направление 05.03.01 геология  
геологического ф-та  
Алескеровой Марии Кярамовны

Научный руководитель:  
кандидат геол.-мин.наук, доцент

\_\_\_\_\_

подпись, дата

К.Б. Головин

Заведующий кафедрой:  
кандидат геол.-мин.наук, доцент

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Е.Н. Волкова

Саратов 2019

Введение. Целью написания бакалаврской работы является выделение пород-коллекторов в разрезе скважины и определение прогнозного характера насыщения по данным геолого – технологических исследований (ГТИ).

Для достижения поставленной цели ставились задачи изучения литолого-стратиграфической характеристики разреза, тектоники, нефтегазоносности участка работ и изучения методики и результатов комплекса геолого-технологических исследований, выполненных в процессе строительства скважины № 1 Масловского месторождения,

Геолого – технологические исследования (ГТИ) являются составной частью геофизических исследований нефтяных и газовых скважин и предназначены для осуществления контроля за состоянием скважины на всех этапах ее строительства и ввода в эксплуатацию с целью изучения геологического разреза, достижения высоких технико – экономических показателей, а также обеспечения выполнения природоохранных требований [1].

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 геолого-технологических исследований (ГТИ) в процессе бурения.

Основное содержание работы. В первом разделе, **геолого-геофизическая характеристика района работ**, приводятся общие сведения о территории исследований.

В административном расположении Масловское месторождение находится в пределах Новоузенского района Саратовской области Российской Федерации. Новоузенский район расположен в юго-восточной части области, как показано на рисунке 1. Новоузенский район один из самых отдаленных районов Саратовской области, граничит с Западным Казахстаном. На севере район граничит с Ершовским и Дергачёвским районами, на западе с Питерским и на юге с Александрово-Гайским районами. Площадь - 4,1 тыс. кв. км. Район расположен на северной окраине Прикаспийской низменности, на границе полупустыни и сухой степи, в бассейне рек Большой и Малый Узени. Поверхность района характеризуется чрезвычайно выравненным рельефом с многочисленными естественными понижениями (лиманами). Это один из наиболее засушливых районов области.

В региональном плане Прикаспийская впадина представляет собой глубокопогруженную юго-восточную часть древней Восточно-Европейской платформы. Прикаспийскую впадину окаймляют на севере - Общий Сырт, на западе - Приволжская возвышенность и Ергени, на востоке - Предуральское плато и Устюрт.

Прикаспийская впадина уникальна тем, что древний докембрийский кристаллический фундамент в её центре погружен на глубину 22-24 км (геофизические данные). От центра к бортам (восточному, северному, западному и южному) поверхность фундамента ступенчато поднимается до глубин 6-7 км.

Площадь месторождения, в основном, покрыта травянистыми растениями и находится на не заболоченном участке. Грунты в зависимости от трудности и способа их разработки делятся на категории, на данном участке грунт принадлежит 2 категории.

Водоснабжение на Масловском месторождении привозное, что для хозяйственных нужд, что и для бурения, котлов и дизелей. На территории района работ наиболее древними вскрытыми породами являются отложения эйфельского яруса среднего девона.

С позиций плитотектоники геодинамическая эволюция Прикаспийской области охватывает три цикла: древний (рифейско-кембрийский), промежуточный (ордовикско-раннедевонский) и поздний (среднедевонско-кайнозойский).

Разрез сложен терригенными и карбонатными породами девонской, каменноугольной, юрской, неогеновой и четвертичной систем.

Район исследований находится в юго-восточной части Русской (Восточно-Европейской) платформы. Ее фундамент составляют жесткие древние докембрийские породы (гнейсы, кварциты, кристаллические сланцы). Их абсолютный возраст исчисляется в 2600 миллионов лет.

Благодаря глубокому геологическому бурению была определена ступенчатость фундамента (с северо-запада на юго-восток): глубина залегания – 1162 м у г. Балаково до 12-13 тыс. м у г. Новоузенска. Фундамент образован в разные эпохи: палеозойскую, мезозойскую и кайнозойскую. В свою очередь, данные эпохи включают системы, отделы, ярусы, то есть фундамент абстрактно можно представить в виде слоеного пирога.

Самый нижний слой - палеозойская эпоха. Она представлена девонскими каменноугольными отложениями (системами): доломитами, серыми песчаниками, известняками, глинами, мергелями, сланцами. Иногда эти породы можно встретить севернее Саратова, у города Пугачева, у сел Тепловка и Ивантеевка.

В этот период на территории Саратовской области был теплый, влажный климат (каменноугольная система). В теплых морях обитали миллиарды беспозвоночных животных, на дне мелких участков росла обильная травянистая растительность. Отмирая, органические вещества накапливались, образуя осадочные породы, нефть, газ, сланцы.

Вторым слоем "пирога" является мезозойская эпоха, куда входят пермская, триасовая, юрская, меловая системы. В начале этой эпохи сохранялся жаркий, но сухой климат. В лагунах, озерах отлагались соли, гипс (пермская система).

На территории области продолжалось формирование глин, песчаника, известняка, глауконитовых песков, мергеля, относящихся к пермским и юрским отложениям. В юрских слоях образовывались горючие сланцы, фосфориты, так как растительность была пышной. Отмирая, растительные сообщества служили основой формирования осадочных полезных ископаемых. Юрские отложения можно встретить в долине реки Большой Иргиз, у города Пугачева, рабочих поселков Перелюб, Озинки, села Савельевка.

В меловой период наблюдалось поднятие территории Поволжья, что привело к обмелению моря. Но этот этап продолжался недолго. Вскоре вновь наступило погружение морского дна, началось формирование черных и серых глин с прослоями желтовато-серых алевритов, песков, песчаников, известняков. Меловые отложения можно и сегодня встретить на правом берегу: в окрестностях городов Саратова, Хвалынска (белый писчий мел), Вольска, в Базарно-Карабулакском районе, на водоразделе рек Терешки и Волги, в бассейнах рек Курдюма, Чардыма, Хопра. В Заволжье - окрестностях города Пугачева, станции Озинки.

Самый верхний слой "пирога" - кайнозойская эпоха, включающая палеогеновую, неогеновую, четвертичную системы. В палеогене территория области была дном Саратовского морского бассейна. Саратовское море было теплым и мелководным. Постепенно накапливались большие массы песка, пласты которого со временем цементировались, превращаясь в песчаники. Позже море обмелело, многие участки дна сделались островами, где стали расти вечнозеленые лиственные субтропические леса.

От морских вод территория области освободилась в конце палеогенового времени. А в неогене вновь происходит погружение территории Заволжья. Там были моря: Акчагальское, оставившее большую массу песка, глины, галечника,

достигающих до 300 метров и более, что способствовало выравниванию рельефа Заволжья; Апшеронское море, отложившее серые пески, красные глины.

В четвертичную систему по-разному шло развитие Правобережья и Левобережья. Отложения, относящиеся к данному периоду, представлены аллювиальными (песок, галечник, супеси, суглинки), морскими (глина, песок), ледниковыми, водно-ледниковыми (суглинки, пески и глины с обломками кристаллических пород).

В это время территория области подвергалась нашествию ледника (днепровское оледенение). Ледник опускался по долине реки Хопра, восточный его край - вдоль Приволжской возвышенности. Ледником была захвачена долина реки Медведицы, ее правые притоки Аткара и Баланда.

Климат Правобережья становится холодным и суровым. К этому периоду относится формирование бурых, красновато-бурых глин, суглинков, красных и розовых песчаников, гранитогнейсов. А в долинах рек, подвергшихся оледенению, находят скелеты мамонтов, оленей.

До сих пор не закончен процесс формирования земной коры на территории нашей области. Ее поднятие наблюдается в Заволжье (к северу от реки Еруслан, на водоразделе рек Еруслана и Малого Узенья). Опускание - между Энгельсом и Марксом, в нижнем течении реки Иргиз, в средней части водораздела Большого и Малого Узеней. Эти тектонические движения, как и геологическая история, нашли свое отражение в рельефе области.

Промышленная нефтеносность доказана в пермских пластах, а именно в артинском пласте в скважине № 1 получен приток газа, что свидетельствует о его потенциальной продуктивности. Промышленная газоносность доказана в пермских отложениях в скважине № 1 Масловского месторождения.

Во втором разделе, методика работ, описывается методика проведения ГТИ, в том числе: комплекс методов ГТИ, решаемые задачи, регистрируемые параметры, применяемые аппаратура и оборудование.

При использовании методов ГТИ решаются комплекс технологических и геологических задач, направленных на обеспечение безаварийной проводки скважин и оптимизацию режима бурения, а так же оперативное выделение в разрезе бурящейся скважины потенциально продуктивных пластов-коллекторов, изучение их фильтрационно-емкостных свойств и определение прогнозного характера насыщения, уточнение интервалов отбора керна и испытаний пластов.

Определение характера насыщения коллекторов реализуется геологическими методами, наиболее важными из которых являются газовый каротаж и люминисцентно-битуминологический анализ.

Газовый каротаж это один из методов ГТИ, основанный на изучении количества и состава газа, попавшего в буровой раствор из разбуриваемых или вскрытых скважиной пластов, содержащих углеводородные газы. Газовый каротаж применяется для выделения нефтегазосодержащих пластов, выделение зон АВПД, предупреждения выбросов нефти и газа. По способу проведения исследований различают газовый каротаж в процессе бурения и газовый каротаж после бурения.

Интерпретация результатов газового каротажа в процессе бурения проводится в следующей последовательности. По кривой суммарного содержания газов или покомпонентного анализа, регистрируемых непрерывно в функции времени, выделяются участки положительных аномалий и определяется природа газовых аномалий. При наличии газовой аномалии, обусловленной поступлением газа из пласта, для каждого метра рассчитываются значения различных флюидных коэффициентов и определяется относительный состав газа.

Примером флюидных коэффициентов использованных в настоящей бакалаврской работе служат методика построения палеток раздельного анализа газа, методики Geolog, и методики построения палетки Пикслера. По палеткам построенным, применительно к исследуемой площади или району, определяют прогнозный характер насыщения коллектора.

Появление газовой аномалии чаще всего обусловлено следующими причинами:

- уменьшение расхода бурового раствора;
- увеличение механической скорости проходки;
- поступлением газа из разбуриваемого пласта;
- поступлением газа из глин с аномально-высоким поровым давлением;
- наличием в буровом растворе примесного газа;
- наличием в буровом растворе рециркуляционного газа.

При разбурировании зон АВПД наблюдается увеличение газопоказаний, обусловленное повышением пористости глин и возрастанием, в связи с этим, объема газа, поступающего в буровой раствор. Аномалии данного типа характеризуются постепенным увеличением газопоказаний по мере вхождения в зону с аномально-высоким поровым давлением и установившимися повышенными значениями газопоказаний во время прохождения ее.

Повышение газопоказаний за счет наличия в буровом растворе рециркуляционного газа вызвано плохой очисткой и дегазацией выходящего из скважины раствора, вследствие чего, буровой раствор, не полностью дегазированный на поверхности, закачивается обратно в скважину.

Газовые аномалии, связанные с добавлением в буровой раствор нефтепродуктов и прочих химических реагентов, значительно повышают общий газовый фон, что приводит к потере или искажению полезной информации, но выявление причины аномалии не вызывают затруднений при тщательном контроле со стороны службы ГТИ за вводимыми в буровой раствор добавками.

Компонентный анализ газовой смеси, полученный при непрерывной дегазации промывочной жидкости, дал возможность существенно повысить эффективность газового каротажа и расширить масштабы его внедрения.

Использование флюидных коэффициентов, то есть отношений компонентов между собой, позволяет определять прогнозный характер насыщения пластов, состояния флюида в залежи, а также решать задачи, связанные с определением происхождения данной залежи.

Одним из важнейших методов ГТИ применяемых для оценки насыщения является люминесцентно-битуминологический анализ, основанный на свойстве

битумоидов, при их облучении ультрафиолетовыми лучами, испускать «холодное» свечение, интенсивность и цвет которого позволяют визуально оценить наличие и качественный состав битумоида в исследуемой породе.

Для количественной оценки содержания битумоидов в исследуемой пробе в полевых условиях используется пятибалльная система

Механический каротаж как метод ГТИ основан на изменении скорости бурения или обратной ее величины – продолжительности бурения заданного постоянного интервала (ДМК). При прочих равных условиях эти параметры зависят от литологического состава и коллекторских свойств пород. Метод применяется для литологического расчленения разреза, выделения коллекторов и зон АВПД.

По механическому и газовому каротажу имеется возможность выделения пластов-коллекторов и предварительного определения характера их насыщения.

К техническим средствам ГТИ относится станция ГТИ, представляющая собой информационно-измерительную и аналитическую систему, предназначенную для непрерывного получения геолого-технологической информации на всех этапах строительства скважины.

Источниками информации при реализации ГТИ являются: геологические материалы, переданные Заказчиком; образцы горных пород (шлам, керн); пробы бурового раствора; циркулирующий буровой раствор; технологические параметры процесса проводки скважины; характеристики и состояние элементов бурового оборудования.

Аппаратура и оборудование для геологических исследований включает устройство для отбора шлама (лоток), помещаемое в открытую часть желоба; термовакуумный дегазатор для полного извлечения из шлама, керна и бурового раствора свободного и растворенного газа; бинокулярный микроскоп, обеспечивающий 100-кратное увеличение; аналитические весы электронного типа с диапазоном измерений не менее 0-200 г и погрешностью не более  $\pm 5$  мг; карбонатомер для представление данных в виде кривой давления CO<sub>2</sub>; сита для фракционного анализа шлама; устройство для сушки с терморегулятором;

ультрафиолетовый осветитель для качественного изучения образцов шлама в широком диапазоне УФ-излучения; аппаратуру для капельно-хроматографического люминесцентно-битуминологического анализа – ртутно-вольфрамовая (кварцевая) лампа с длиной волны 365 нм;

В разделе 3, результаты проведенных исследований, приводятся сведения о литологии и характере насыщения пород вскрытого разреза.

Сопровождение строительства поисково-оценочной скважины №1 Масловского месторождения геолого-технологическими исследованиями начато на этапе бурения скважины под обсадную колонну-направление Ø426мм и продолжено до спуска эксплуатационной колонны Ø168мм.

Геологами отряда ГТИ проведен комплекс геолого-геохимических исследований с использованием автоматизированного газокаротажного хроматографа «СНГС-04М», осуществляющего отдельный компонентный анализ УВ газов предельного ряда C<sub>1</sub>-C<sub>5</sub>. Кроме непрерывного фиксирования суммарного газосодержания и частичной газонасыщенности бурового раствора, комплекс геолого-геохимических исследований включал в себя также отбор образцов шлама, керна, определение карбонатности пород, предварительное литолого-стратиграфическое расчленение разреза, глубокую термовакуумную дегазацию (ТВД), проб шлама, керна и бурового раствора и люминесцентно-битуминологический анализ (ЛБА) проб шлама, керна.

По результатам геолого-геохимических исследований в разрезе ствола скважины зарегистрированы следующие фоновые показания:

- средний уровень газопоказаний по данным частичной дегазации бурового раствора 1,24% абс;
- удельная газонасыщенность образцов шлама 9,69см<sup>3</sup>/дм<sup>3</sup>;
- люминесценция хлороформенных вытяжек шлама 3 балла, беловато-голубого цвета – легкие битумоиды.

По результатам применения методики интерпретационного кода при геолого-геохимических исследованиях в разрезе скважины выделены возможные перспективные объекты в интервалах: 1333,72 - 1334,66м, 1349,23 - 1350,95м,

1601,26 - 1602,49м, 1603,02 - 1610,13м, 1611,85 - 1619,84м, 1625,99 - 1627,86м, 1629,36 - 1631,21м.

По результатам применения методик определения прогнозного характера насыщения в выделенных выше интервалах определен прогнозный характер насыщения.

Заключение. В соответствии с поставленной во введении задачей в бакалаврской работе выполнено изучение комплексов геолого-технологических исследований, применяемых для выделения потенциально продуктивных интервалов в разрезе бурящейся скважины, изучены методики проведения газового каротажа, изучены методики определения прогнозного характера насыщения и на основании их определён характер насыщения перспективных интервалов изучаемой скважины.

По результатам выполненного исследования получены следующие результаты: в интервалах 1333,72-1334,66м, 1349-1350,95м, 1601,26-1602,49м, 1603,02-1610,13м, 1611,85-1619,84м, 1625,99-1627,86м, 1629,36-1631,21м по данным методики интерпретационного кода выделены перспективные объекты. По данным палетки РАГ характер насыщения интервала верно в большинстве случаев (6 из 7), по данным флюидных коэффициентов Geolog характер насыщения определён верно во всех случаях (7 из 7), по данным палетки Пикслера прогнозный характер насыщения корректно определён только в 2 интервалах из 7.

В итоге сравнения полученных результатов наиболее предпочтительной методикой является методика флюидных коэффициентов Geolog, которая позволяет более точно определять характер насыщения пород-коллекторов в условиях Прикаспийской впадины