

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 пластов-коллекторов методами ГТИ
на примере скважины №2 Геленджикской структуры
(акватория Азовского моря)"

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

студента 5 курса 502 группы
направление 05.03.01 геология
геологического ф-та
Горелкина Антона Сергеевича

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. В последние годы все больше внимания в нашей стране уделяется вопросам строения и нефтегазоносности акваторий морей, расположенных на продолжении таких нефтегазоносных бассейнов, как Азово-Кубанский, Средне-Каспийский, Тимано-Печерский и другие. Новые геолого-геофизические данные появились и на акватории Азовского моря, позволяющие более объективно оценить перспективы нефтегазоносности в том числе и Геленджикская структура входящая в состав Темрюкско-Ахтарского участка—объекта исследования в данной работе.

Методы 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.

Контроль над технологией проводки скважин с регистрацией прямых признаков нефтегазоносности осуществляется ГТИ и проведением газового каротажа. Проводимые в процессе проводки скважин геолого-технологические исследования включают регистрацию параметров бурового раствора и режимов бурения, отбор шлама, изучение литологии и вещественного состава образцов шлама. В процессе газового каротажа производится регистрация газопоказаний с отбором проб бурового раствора и образцов шлама для определения количества и состава газа. Геохимические исследования включают определение состава газа, содержащегося в буровом растворе, и люминисцентно-битуминологический анализ отбираемых образцов шлама.

Целью работы является выделение пластов-коллекторов меотического и чокракского неогеновой системы, а так же оценка характера насыщения этих пластов на примере поисково-оценочной скважины №2 Геленджикской структуры.

Данная цель предполагает решение ряда задач:

- изучение геолого-геофизических характеристик Геленджикской площади;
- выделение пластов-коллекторов по данным ГТИ;

- ознакомление с методами проведения газового каротажа;
- определение характера насыщения пластов-коллекторов по газовому каротажу;
- определить характер пород-коллекторов по данным ЛБА.

Основное содержание работы. Бакалаврская работа посвящена оценке характера насыщения пород-коллекторов Иреньского возраста по данным ГТИ.

В первом разделе, **общая часть** приводятся сведения о геолого-геофизической характеристике района работ, краткой изученности района, литолого-стратиграфической характеристике разреза, тектоническом строении и нефтегазоносности.

В пределах Азовского моря в период с 1956 г. по 1960 г. выполнялись работы по гравirazведке трестом "Краснодарнефтегеофизика", в 1965 – 1966г.г. - трестом "Днепрогеофизика", а с 1974 по 1980 г.г. - ЦГГЭ НПО "Южморгео".

Сейсморазведка выполнялась трестом "Краснодарнефтегеофизика" и НИМГЭ ВНИИгеофизика. В 1967-1970 г.г. на западе и в южной части Азовского моря исследования осуществлял трест "Днепрогеофизика" методом непрерывного профилирования.

А так же, на Азовском море в 1957 г. и в период с 1961 г. по 1963 г. проводил высокоточную, аэромагнитную съемку трест "Укргеофизразведка". В 1974-1976 г.г. в восточной части Азовского моря были выполнены гидромагнитные исследования.

С 1972 по 1973 г.г. на территории акватории Азовского моря проводились геохимические исследования. В результате составлена карта геохимических аномалий, тяготеющих к поднятиям, выявленным сейсморазведкой. С 1974 г. на Азовском море началось опробование, а затем и использование с поисковыми целями морского непрерывного геохимического профилирования по водному слою [5].

С 1974 г. начинается изучение глубинного строения Азовского моря сейсморазведкой (ОГТ).

В 1978-1981 г.г. в НИИМоргеофизике ВНПО «Союзморгео» систематизируются и обобщаются первичные геолого-геофизические материалы по Азовскому морю (В.В. Щербаков).

В 89-90х г.г. КОМЭ ГУП ПО "Союзморгео" провела на Геленджикском

участке цикл опытно-методических работ с использованием различных технологий МОГТ, включая старт-стопный режим и стационарное положение приемного устройства.

Бурение глубоких скважин на акватории Азовского моря началось в 1976 году и по экологическим соображениям приостановлено в 1991г.

В пределах южной части Индоло-Кубанского прогиба в 2002г. подготовлена к бурению Геленджикская структура.

В основу данного раздела положены результаты геофизических работ и материалы бурения в пределах Индоло-Кубанского прогиба, как на соседних участках суши, так и на продолжении его в акватории (сейсморазведочные работы на Прибрежной и Береговой структурах). Наиболее полный разрез в акватории Азовского моря вскрыт на Прибрежной структуре (на 2400м) и представлен лишь кайнозойскими отложениями.

В тектоническом плане Геленджикская структура расположена в зоне сочленения нескольких крупных тектонических элементов первого порядка на территории юга России: Восточно – Европейской платформы, Скифской платформы, Мегаантиклинория Крыма, Мегаантиклинория Кавказа. Разрез, исследуемой территории по степени дислоцированности и метаморфизма делится на два структурных этажа нижний (древний фундамент) и верхний (осадочный чехол).

По результатам анализа тектонической ситуации и на основании установленной продуктивности отложений на акватории и прилегающей к ней суше выделено два нефтегазоносных комплекса: майкопский и миоцен-плиоценовый.

Вероятнее всего, что в майкопских отложениях ловушки нефти и газа будут приурочены к линзам песчаников и алевролитов, участвующих в формировании эрозионно-аккумулятивных тел.

Основные перспективы нефтегазоносности связаны с отложениями олигоцен-миоценового и нижнеплиоценового возраста. В отложениях понтического возраста выделяется литологически экранированная ловушка,

приуроченная к песчаным телам баровых образований. Ловушка комбинированного типа (пластово-сводовая с элементами литологического экранирования) выявлена в породах мезотического яруса. В отложениях чокракского и майкопского возраста предполагается наличие структурных ловушек.

Раздел 2, методика геолого-технологических исследований, посвящен изучению задач ГТИ, методике газового каротажа в процессе и после бурения и его интерпретации, системе газового каротажа по буровому раствору, методике палеток раздельного анализа газа (РАГ), оценке характера насыщения на основании данных ЛБА.

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.

ГТИ проводятся непосредственно в процессе бурения скважины, без простоя в работе буровой бригады и бурового оборудования; решают комплекс геологических и технологических задач, направленных на оперативное выделение в разрезе бурящейся скважины перспективных на нефть и газ пластов-коллекторов, изучение их фильтрационно-емкостных свойств и характера насыщения, оптимизацию отбора керна, экспрессное опробование и изучение методами ГИС выделенных объектов, обеспечение безаварийной проводки скважин и оптимизацию режима бурения.

Контроль над технологией проводки скважин с регистрацией прямых признаков нефтегазоносности осуществляется станциями ГТИ и проведением газового каротажа. Проводимые в процессе проводки скважин геолого-технологические исследования включают регистрацию параметров бурового раствора и режимов бурения, отбор и изучение литологии и вещественного состава образцов шлама. В процессе газового каротажа производится

регистрация газопоказаний с отбором проб бурового раствора и образцов шлама для определения количества и состава газа. Геохимические исследования включают определение состава газа, содержащегося в буровом растворе, и люминисцентно-битуминологический анализ отбираемых образцов шлама.

Цель геолого-технологических, геолого-геохимических исследований и газового каротажа состоит в оперативном изучении геологического строения разреза проектируемых поисковых скважин, выявлении и оценке продуктивных пластов, предотвращении аварий, повышении качества бурения и сокращении цикла строительства скважин.

Газовый каротаж 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.

По способу проведения исследований различают газовый каротаж в процессе бурения и после бурения.

При газовом каротаже в процессе бурения непрерывно измеряется суммарное содержание $G_{\text{сум}}$ углеводородных газов и периодически (с дискретностью равной времени одного цикла анализа на хроматографе) – компонентный состав УВГ, попавших в буровой раствор из разбуриваемых горных пород.

Газовый каротаж после бурения включает непрерывное измерение УВГ и периодическое измерение компонентного состава газа, попавшего в буровой раствор в результате диффузии или фильтрации УВГ из нефтегазоносных пластов при простое скважины.

При проведении газового каротажа обязательна калибровка желобных дегазаторов путем проведения дегазации проб бурового раствора. Пробы отбираются непосредственно перед дегазатором. Момент отбора пробы фиксируется на хроматографе с учетом времени прохождения газа от

дегазатора к хроматографу.

Система газового каротажа по буровому раствору должна обеспечивать:

- непрерывную дегазацию части бурового раствора;
- транспортировку газозвушной смеси для анализа;
- непрерывное определение содержания в выделенной газозвушной смеси суммы углеводородов;
- непрерывное или циклическое, с периодом не более 2 мин, покомпонентное определение углеводородов C1 -C5 с изомерами;
- периодическое определение объемного удельного газосодержания углеводородных газов в пробах бурового раствора после их глубокой дегазации;
- определение с периодом не более 60 с объемного содержания газа в буровом растворе.

В буровом растворе может проводиться измерение концентрации других газов, таких как кислород, азот, водород, гелий, H₂S, CO₂, а также парообразных ароматических соединений - бензол, толуол, ксилол.

Методика палеток раздельно анализа газа (РАГ) является классической методикой прогнозной оценки характера насыщения при помощи построения палеток. По данным компонентного газового анализа полученного при опробовании или испытании пластов, и для типовых месторождений строились палетки РАГ. При выявлении газовой аномалии, обусловленной поступлением в буровой раствор пластового газа, определяется характер насыщения пласта по изменению относительного состава газа и флюидных коэффициентов, для чего значения C1...C5 и флюидных коэффициентов наносятся на палетки РАГ и ГФК.

Принцип работы. Состав газа C1...C5 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, как на рисунке 3. При этом

качественно различающиеся пласты имеют определенный характер сопоставимости.

Люминесцентно-битуминологический анализ основан на свойстве битумоидов при их облучении ультрафиолетовыми лучами испускать "холодное" свечение, интенсивность и цвет которого позволяет визуально оценить наличие и качественный состав битумоида в исследуемой породе.

Обнаружение, первичная диагностика и выяснение характера распределения в горной породе включают:

- визуальный просмотр шлама (керна) на присутствие битумоидов;
- капельно-люминесцентный анализ для определения качественного состава и количественного содержания битумоидов в шламе (керне).

Для визуального просмотра из пробы шлама отбираются сухие частицы основной породы, не загрязненные буровым раствором, и просматриваются под люминесцентным осветителем. Присутствие битумоидов обнаруживается по свечению углеводородов, находящихся в порах и трещинах горных пород, вызванному облучением ультрафиолетовыми лучами.

При добавках в буровой раствор нефти или других люминесцирующих веществ частицы шлама или кусочки керна разламываются и просматриваются в свежем изломе под люминесцентным осветителем при 7-10-кратном увеличении. При визуальном просмотре отмечаются цвет, размер и интенсивность люминесценции битуминозных веществ, а также взаимное расположение битуминозных компонентов между собой. Цвета люминесценции, наблюдаемые при визуальном просмотре, обычно отличаются меньшим разнообразием (голубые, синие, беловато-голубые, беловато-желтые), чем при проведении капельно-люминесцентного анализа.

Раздел 3, **результаты исследований**, посвящен описанию объема выполненных геолого-геохимических исследований, определения характера насыщения по данным газового каротажа, сопоставления результатов ГТИ с данными ГИС.

Скважина №2 Геленджикской структуры заложена с целью эксплуатации

пласта майкопского яруса. Проектный горизонт – майкопский, проектная глубина – 2024м.

Геолого-технологические исследования процесса скважины №2 Геленджикской структуры в интервале бурения 0-2024м.

Строительство скважины №2 Геленджикской структуры геолого-технологическими исследованиями начато с глубины 34м и завершено по окончании строительства скважины при забое 2024м.

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.

При проведении ГТИ проведен комплекс геолого-геохимических исследований с использованием автоматизированного газокаротажного хроматографа, осуществляющего отдельный компонентный анализ УВ газов предельного ряда С1-С5. Кроме непрерывного фиксирования частичной газонасыщенности бурового раствора, комплекс геолого-геохимических исследований включал в себя также отбор образцов шлама, определение карбонатности пород, предварительное литолого-стратиграфическое расчленение разреза, глубокую термовакуумную дегазацию (ТВД) проб шлама и бурового раствора и люминесцентно-битуминологический анализ (ЛБА) проб шлама.

Геолого-геохимические исследования при строительстве скважины №2 Геленджикской структуры проведены геологической службой ГТИ в интервале 0-2024м. Результаты проведенных работ:

- отбор и обработка шлама 402 пробы
- определение карбонатности пород 402 определения
- определение количественного и качественного состава:
- УВ-газов (С1-С5)
- проведение ЛБА 402 определения

- проведение ТВД шлама и образцов керна 406 проб
- проведение ТВД проб бурового раствора 29 проб

В результате комплексного использования данных технологических и геолого-геохимических исследований оценены коллекторские свойства и характер насыщения пород вскрытого разреза.

По данным газового каротажа на кривых суммарных газопоказаний РАГ аномалии были отмечены в интервалах 1717-1735м, 1749-1752м, 1820-1835м и 1918-1953м. Причины увеличения значений, суммарного газа в процессе непрерывного бурения обуславливаются, в первую очередь, наличием пласта-коллектора.

По проведении люминесцентно-битуминологического анализа (ЛБА) осуществлялся визуальный просмотр шлама на присутствие битумоидов.

При использовании интерпретации данных ЛБА была использована типовая таблица «Классификация битумоидов по люминесцентной характеристике капиллярных вытяжек».

Превышение газовых аномалий относительно фоновых показаний изменяется в пределах 11-250раз.

Повышенное содержание легких газов (метан) говорит о признаках газа. Повышенное содержание легких газов (метан) и тяжелых (пентан, гексан) говорит о признаках нефти.

Анализируя результаты интерпретации газового каротажа, применяемые в данной работе методики палеток РАГ и ЛБА, показали схожий характер насыщения – газ, нефть.

Поданным ГИС подтверждены продуктивные пласты-коллекторы выделенные по ГТИ в интервалах 1717-1728м, 1749-1751м, 1823-1826м, 1827-1831м, 1918-1920м, 1939-1940м и 1947-1951м. В результате комплексной интерпретации материалов ГИС в интервале обработки 1448.0 – 2024.0м выделяются нефтеводоносные пласты-коллекторы: 1713.6–1719.1мзаглинизированные нефтеводоносные, 1720.0–1723.3м нефтеводоносные, 1749.4–1750.9м нефтеводоносные.

Заключение .В соответствии с поставленными задачами в бакалаврской работе описаны комплексы ГТИ, изучено геологическое и тектоническое строение района работ. Описаны методы и методики выполнения геологических исследований, газового каротажа и люминесцентно-битуминологического анализа. Дано описание методик определения характера насыщения при помощи построения палеток РАГ.

В процессе проведения ГТИ по данным геолого-геохимических исследований, а также по данным газового каротажа были зафиксированы аномалии в отложениях майкопского яруса, связанные с вскрытием объектов насыщенных газом в интервалах: 1717 - 1728м, 1918 - 1920м, 1939 - 1940м, 1947 - 1951м; насыщенных нефтью в интервалах: 1823 - 1826м, 1827 - 1831м.

По результатам сравнения полученных результатов с данными ГИС подтверждено, что отложения майкопского возраста являются газо- и нефтенасыщенными.