

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

Кафедра геофизики

**Выделение характера насыщения коллекторов методом газового каротажа  
на примере скважин Зимницкого месторождения**

**АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ**

студента 5 курса 501 группы  
направление 05.03.01. – «Геология»  
геологического факультета  
Курдупова Сергея Владиславовича

Научный руководитель  
кандидат геол.-мин.наук, доцент

К.Б. Головин

Зав. кафедрой  
кандидат геол.-мин.наук, доцент

Е.Н. Волкова

Саратов 2019

**Введение.** Выделение характера насыщения коллекторов методом газового каротажа на примере скважин Зимницкого месторождения.

Газовый каротаж основан на изучении количества и состава газа, попавшего в буровой раствор из разбуриваемых или вскрытых скважиной пластов. Газовый каротаж используется для выделения нефтегазосодержащих пластов, зон АВПД, предупреждения выбросов нефти и газа.

Целью бакалаврской работы является выделение пластов-коллекторов в отложениях бобриковского горизонта на примере исследований газового каротажа.

Для достижения цели необходимо выполнить следующие задачи:

- собрать и проанализировать геолого-геофизические материалы, характеризующие геологическое строение и нефтеносность Зимницкого месторождения;
- ознакомление с методами проведения газового каротажа в процессе бурения;
- рассмотреть методы механизма поступления газа в буровой раствор;
- рассмотреть способы и оборудование для дегазации бурового раствора;
- состав газоаналитического канала и особенности установки оборудования, принцип работы хроматографа;
- применение методики палеток раздельного анализа газа;
- определение характера насыщения пластов-коллекторов по газовому каротажу.

Выпускная бакалаврская работа состоит из введения, трех разделов, заключения, списка используемой литературы, включающего 10 источников. Работа изложена на 43стр., содержит 11 таблиц и 7 рисунков.

**Основное содержание работы.** Раздел 1 «Геолого-геофизическая характеристика района работ», содержит сведения об изученности территории работ, литолого-стратиграфической характеристике разреза, тектоническом строении и нефтегазоносности.

Административно Зимницкое нефтяное месторождение расположено на границе Чердаклинского и Мелекесского районов Ульяновской области. Ближайший населенный пункт пос. Никольское, 6 км от изучаемого участка. В 45 км от участка железнодорожная станция Мелекес и в 19 км речной порт п. Никольское.

На территории Зимницкого нефтяного месторождения вскрыт разрез от отложений кайнозойской эратемы до кристаллических пород архейско-протерозойского фундамента.

Разрез представлен чередованием терригенных и карбонатных комплексов, что связано с континентальными и морскими условиями образования отложений (причем карбонатные комплексы преобладают в разрезе) чередованием (преимущественно в терригенных комплексах) пластов разных типов пород: глин, алевролитов, песчаников (песков), наличием перерывов в осадконакоплении.

В тектоническом строении Зимницкого месторождения принимают участие два структурно-тектонических этажа: сильно дислоцированный фундамент платформы и значительно менее дислоцированный осадочный чехол.

По первому этажу месторождение находится в зоне сочленения структурных элементов I порядка - Токмовского свода и Мелекесской впадины, юго-восточный склон свода внедряется в западную часть впадины. Основание впадины разбито на блоки разломами, один из которых – региональный Ульяновско-Мокшинский – трассируется юго-восточнее Зимницкой площади.

Столь сложное сочетание тектонических элементов и слабая изученность строения фундамента отражены в различной интерпретации местоположения рассматриваемой территории относительно структур I и II порядков разными авторами. Существуют разные мнения о принадлежности Зимницкой площади:

- а) западному борту Мелекесской впадины,
- б) одному из двух структурных элементов II порядка, осложняющих Токмовский свод, - Новиковско-Бугровской гряде или Чердаклинско-

Зимницкому валу. Пространственное положение двух последних элементов определяет северо-западную ориентировку Зимницкой структуры по первому структурно-тектоническому этажу.

По кровле коллектора бобриковского горизонта амплитуда Северо-Зимницкого купола составила 35 м (по изогипсе –1200 м), размеры его - 3 км х 2,1 км (приложение В). Амплитуда центрального купола по изогипсе –1210 м равна 20 м, размеры - 3,2 км х 1,1 км. К северу от скважины 160 по данным сейморазведки наметилось малоамплитудное поднятие практически изометричной формы. Амплитуда южного купола (район –скважины 55) 10 м.

Промышленная нефтеносность Зимницкого месторождения установлена в отложениях турнейского яруса, башкирского яруса, бобриковского, тульского и верейского горизонтов нижнего и среднего карбона.

Нефтенасыщенность продуктивных пластов была отмечена во время бурения скважин по керну, грунтам, материалам ГИС, опробования ИПТ и испытаний в эксплуатационной колонне. Испытание в колонне производилось поинтервально, каждый пласт отдельно, но эксплуатация, к сожалению, велась одновременно из всех продуктивных пластов, вскрытых в разрезе скважины 58, что затрудняет анализ выработки залежей нефти.

Турнейские отложения в кровле размыты и несогласно перекрываются терригенными породами бобриковского горизонта толщиной 18 м, представленными глинисто-алевролитовыми отложениями с прослоями песчаника.

В разрезе бобриковского горизонта выделяется три неравнозначных пласта. Верхний из них залегает неповсеместно, местами замещаясь неколлектором. Пласт водонасыщен.

Средний пласт  $B_1$  имеет практически повсеместное распространение по площади. Пласт замещается глинисто-алевролитовыми породами только в скважинах 52 и 160. По разрезу пласт иногда расчленяется на несколько проницаемых пропластков. Открытая пористость 21%.

Толщина эффективных нефтенасыщенных песчаных прослоев пласта  $B_1$  изменяется от 0,4 до 5 м.

Нижний пласт Б<sub>2</sub> отмечен в скважинах 20 и 21, а также в скважине 52.

В скв. 52 опробовались два интервала. Из нижней части 1354,0 - 1356,0 (-1229,8 -1232) м получен приток воды с нефтью, а из интервала 1352 - 1354 (-1227,8 - 1229,8) м незначительный приток нефти дебитом 0,17 м<sup>3</sup>/сут.

В результате испытаний бобриковского горизонта в скважине 21 полученный приток воды с пленкой нефти можно посчитать следствием заколонных перетоков. Керн, отобранный из опробованного интервала, нефтенасыщенный.

В скв.163 из интервала 1325 - 1326,5 (-1192,2 - 1193,7) м получен незначительный приток нефти с водой.

В скв.56 опробовались одновременно два пласта - Б<sub>1</sub> и Б<sub>2</sub>. Из интервала перфорации 1360.0 - 1367,0 (-1228,8 - 1235,6 м) приток густой безводной нефти составил 1,92 м<sup>3</sup>/сут.

Учитывая небольшие толщины глинистого раздела между залежами нефти турнейского яруса и пласта Б<sub>2</sub>, можно с определенной долей уверенности считать залежи гидродинамически едиными. Таким образом по центральной и северной частям залежи ВНК принимается на абсолютной отметке -1234,4 м по южной – на абсолютной отметке -1240 м. Это не противоречит данным ГИС.

Раздел 2 «Методика работ», содержит сведения о газовом каротаже, устройстве хроматографа и его технических характеристик, принцип работы хроматографа, прогнозирование вскрытия кровли коллектора, методике палеток отдельного анализа газа.

Газовый каротаж основан на изучении количества и состава газа, попавшего в буровой раствор из разбуриваемых или вскрытых скважиной пластов. Газовый каротаж используется для выделения нефтегазосодержащих пластов, зон аномально высоких поровых давлений, предупреждения выбросов нефти и газа [6]. На кривых суммарных газопоказаний выделяются аномальные участки в 1,5 раза и более превышающих фоновые значения. Причины увеличения значений суммарного газа в процессе непрерывного бурения обуславливаются, в первую очередь, наличием пласта-коллектора. По составу

газа можно предположить насыщение коллектора, например в водоносных коллекторах преобладает метан и относительное количество метана достигает до 99 %, тогда как в нефтенасыщенных пластах это значение не превышает 85%.

По способу проведения исследований различают газовый каротаж в процессе бурения и газовый каротаж после бурения. При газовом каротаже в процессе бурения непрерывно измеряется суммарное содержание  $G_{\text{сум}}$  горючих газов и периодически (с дискретностью равной времени одного цикла анализа на хроматографе)- компонентный состав углеводородных газов и водорода, попавших в буровой раствор из разбуриваемых горных пород. Газовый каротаж после бурения представляет собой непрерывное измерение УВГ и периодическое измерение компонентного состава газа, попавшего в буровой раствор в результате диффузии или фильтрации УВГ из водо-нефтегазоносных пластов при простое скважины, при промывке скважины.

Привязка данных газового каротажа осуществляется программой регистрации по данным времени отставания, складываемой из времени отставания циркуляции бурового раствора в скважине и газовой воздушной линии (ГВЛ). Время циркуляции бурового раствора рассчитывается из отношения объема затрубного пространства и расходом промывочной жидкости.

Газоаналитический канал состоит из следующих элементов: дегазатора, барбатера, влагоуловителя, ротаметра, хроматографа.

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

Под газоаналитическим каналом, в данном случае, понимается вся цепочка, регистрирующая газонасыщенность промывочной жидкости: дегазатор-газовая воздушная линия-хроматограф-регистрирующая система-программа «Регистратор». Для дегазации раствора используется поплавковый дегазатор или де-

газатор активного типа, размещенный на участке восходящего потока бурового раствора перед виброситом. Дегазатор отбирает всю поступающую из промышленной жидкости газовоздушную смесь без подтока воздуха. Газовоздушная линия обеспечивает поступление газа в станцию со временем отставания 2-9 минут (зависит от длины газовоздушной линии). Хроматограф проводит отбор проб и в автоматическом режиме с циклом между анализами 2 мин. регистрируются следующие компоненты: метан, этан, пропан, бутан, пентан. Эти пять компонент используются для оценки характера насыщения пласта.

Газовый хроматограф работает согласно общим принципам хроматографии. Это значит, что элементы смеси распределяются между двумя фазами: подвижной (элюентом) и неподвижной. Для газового хроматографа характерно проведение исследований, где в качестве подвижной фазы выступает газ или пар. Чаще всего в качестве элюента выступают гелий, водород и азот. Неподвижной фазой может быть как твердое тело (тогда речь идет о газосорбционной хроматографии), так и жидкое вещество (в таком случае, принято говорить о газожидкостной хроматографии).

На основе непрерывного литолого-стратиграфического расчленения разреза и его сопоставления с сводным литолого-стратиграфическим разрезом скважины к известному или предполагаемому продуктивному комплексу. Признаками подхода к нефтегазоносному коллектору по анализу проб бурового раствора и шлама являются:

- аномальное увеличение газосодержания бурового раствора и газонасыщенности шлама по отношению к фоновым значениям;
- изменение значений флюидных коэффициентов  $CH_4/C_2H_6$ ,  $C_2H_6/C_3H_8$  и т.д.
- уменьшение значения флюидного коэффициента  $CH_4/\Sigma TУ$  (тяжелых углеводородов).

Параллельно с ростом концентрации углеводородов при подходе к продуктивным коллекторам происходит изменение (по сравнению с фоновым) их состава: при подходе к нефтяному пласту в смеси возрастает роль метана

или тяжелых углеводородов, при подходе к газовому - возрастает роль метана. Значение флюидных коэффициентов изменяется в сторону как увеличения, так и уменьшения.

Методика палеток отдельно 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  $C_1...C_5$  и флюидных коэффициентов наносятся на палетки РАГ и ГФК [9].

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

Для выделения в разрезе скважины предполагаемых продуктивных интервалов использовались данные по непрерывной дегазации. Аномальное увеличение газонасыщенности бурового раствора в два и более раза превышающее фоновые значения наблюдается в интервале: 1309-1320м и равно 7, 5 и 8 см<sup>3</sup>/л соответственно выделенным интервалам.

В разрезе скважины 175 Зимницкого месторождения бобриковские отложения вскрыты в интервале 1309-1330 м (глубина по стволу), по анализу шлама представлены песчаниками кварцевыми, светло-серыми, участками кремевыми, участками буроватыми, мелко-, среднезернистыми, полуокатанными, полуугловатыми, на глинистом, местами слабокарбонатном цементе, слабой крепости. С запахом и редкими выпотами УВ. Аргиллитами серыми, темно-серыми до чёрных, плотными, тонкослоистыми, средней



крепости, с тонкими прослойками угля. Без признаков УВ. Глинами темно-серыми, серыми, известковистыми, вязкими.

При проведении газового каротажа в разведочной скважине 175 Зимницкого месторождения с глубины 1309 м параллельно с ростом концентрации углеводородов при подходе к продуктивным коллекторам регистрировалось изменение (аномальное увеличение газонасыщенности бурового раствора в два и более раза превышающее фоновые значения) их состава: при подходе к нефтяному пласту в смеси возрастает роль метана или тяжелых углеводородов.

По результатам геолого-геохимических исследований в разрезе скважины зарегистрированы следующие фоновые показания по газовому каротажу:

- уровень газопоказаний по данным частичной дегазации бурового раствора в интервале 1309-1339м составляет от 0,012-1,0695 % абс средний уровень 0,1564 % абс.

По данным газового каротажа по суммарным газопоказаниям, аномалии были отмечены в интервале 1309-1336 м и иллюстрируются на приложении Д.

При интерпретации газового каротажа в скважине 175 Зимницкой был выделен перспективный объект бобриковского возраста в интервале: 1309 - 1311м - пласт-коллектор насыщенный нефтью, исходя из незначительной мощности 2м по керну №1 и высоким показаниям по данной непрерывной дегазации. Коллектор представлен песчаниками кварцевыми, светло-серыми, участками кремевыми, участками буроватыми, мелко-, среднезернистыми, полуокатанными, полуугловатыми, на глинистом, местами слабокарбонатном цементе, слабой крепости. С запахом и редкими выпотами УВ. В пласте-коллекторе в интервале 1309-1311 м люминесценция хлороформных вытяжек шлама составила 4 балла, желтоватого цвета, что говорит о присутствии в породах маслянисто-смолистых битумоидов (нефти и битумоиды с содержанием: масел больше 60%, асфальтенов 1-2%).

В интервале 1316-1317,6 м повышение газопоказаний в связи с прохождением зоны разуплотнения, где низкопроницаемая зона в интервале 1315,8-1316,7 м является «покрышко».

По керну №2 коллектор известняк светло-серый, скрытокристаллический, крепкий, кавернозно-трещиноватый, трещины разнонаправленные, заполненные глинистым веществом. Без признаков УВ.

Анализируя результаты интерпретации газового каротажа все применяемые в данной работе методики, показали характер насыщения коллектора – нефть.

Превышение газовых аномалий относительно фоновых показаний изменяется в пределах 11-145 раз.

Таблица 11 - Результаты интерпретации газового каротажа и газометрических исследований шлама (скв.175 Зимницкая)

Интервал по стволу, м	Суммарные газопоказания по буровому раствору, % абс	Превышение относительно фоновых газопоказаний	Удельная газонасыщенность шлама см <sup>3</sup> /дм <sup>3</sup>	ЛБА	Интерпретация ГазК (характер насыщения)	
					РАГ	керну
1309-1311	0,0393 - 0,0637	120раз	0.13-5.97	4 Ж МСМ	нефть	нефть

В нижней части залежи с 1311-1336 м по газовому каротажу регистрировалось аномальное увеличение газонасыщенности бурового раствора в два и более раза превышающее фоновые значения их состава, в смеси возрастала роль метана или тяжелых углеводородов газовая аномалия, что указывало на нефтенасыщение, но по данным керна коллектор не продуктивен.

Определение стратиграфической приуроченности пород по данным ГИС выполнялось на основе выделения на диаграммах геофизических реперов и сопоставления с ГТН и прогнозными геолого-геофизическими разрезами. В качестве реперов, использовались регионально выдержанные по геологическим свойствам и мощности пласты, соответствующие определенным стратиграфическим горизонтам и имеющие характерную форму кривых на

диаграммах ГИС, позволяющие его легко выявлять. В некоторых случаях в качестве реперов использовались не пласты, а границы смены отложений.

В проведении работ на разведочной скважине 175 Зимницкой месторождения в качестве первичной информации о литологическом разрезе скважины и отслеживания пластов-коллекторов использовался отбор шлама, метод ЛБА отбор керна.

После проведения геофизических исследований и интерпретации результатов ГИС производилась окончательная привязка данных механического и газового каротажа к разрезу.

Основой интерпретации является прогнозный разрез с использованием материалов ГИС и ГТИ. Составлен сводный планшет ГТИ и ГИС, в нем отмечаются прогнозируемые глубины залегания границ литолого-стратиграфических комплексов.

**Заключение.** Геолого-технологические исследования, являясь прямым методом поиска нефти и газа, поможет разобраться в перспективности и промышленной нефтегазоносности Зимницкого месторождения.

Непосредственно на территории Зимницкого месторождения на сегодняшний день промышленная продуктивность установлена по одному нефтегазоносному комплексу – верхнедевонско-нижнекаменноугольному карбонатно-терригенному по его нижней, визейской и турнейской части.

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

Основой интерпретации является прогнозный разрез с использованием материалов ГИС-ГТИ, в нем отмечаются прогнозируемые глубины залегания границ литолого-стратиграфических комплексов.

В процессе проведения ГТИ по данным геолого-геохимических исследований, а также по данным газового каротажа были зафиксированы аномалии в отложениях бобриковского горизонта нижнепермской системы, связанные с вскрытием объекта насыщенного нефтью в интервале: 1309-1311м.

При интерпретации газового каротажа, ТВД и керна в скважине 175 был выделен перспективный объект бобриковского возраста в интервале: 1309-1311 м пласт-коллектор, насыщенный нефтью.

Данный пласт послужил объектом исследования, на которых были опробованы методики интерпретации данных керна, ЛБА, ТВД и газового каротажа, с целью определения пластов-коллекторов и характера насыщения в условиях Ульяновской области.