

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

Кафедра геофизики

«Комплексная интерпретация данных ГИС на примере карбонатных
коллекторов Аксеновского месторождения»

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

Студента 5 курса 532 группы
направление 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
профиль ««Геолого-геофизический сервис»»
геологического факультета
Плиханкова Дмитрия Сергеевича

Научный руководитель

К.г.-м.н., доцент

подпись, дата

Е.Н. Волкова

Зав. кафедрой

К.г.-м.н., доцент

подпись, дата

Е.Н. Волкова

Введение. ГИС – традиционно сложившийся термин, однако указанным исследованиям больше соответствует термин геофизические исследования и работы в скважинах (ГИРС).

Буровая скважина – это сложное и дорогостоящее сооружение. До создания ГИС исследование керна, полученного в процессе бурения, было основным способом геологической документации пород, вскрываемых скважиной, главным источником информации о продуктивности вскрываемых пластов. В настоящее время эти задачи решаются в основном с помощью геофизических исследований скважин. Геофизические методы обеспечивают достаточную представительность информации и позволяют значительно повысить надежность, информативность и достоверность нефтегазовых изысканий.

Методы ГИС основаны на изучении природы, структуры, неоднородности, временной изменчивости геофизических полей и их отклонений от нормы, что обусловлено неоднородностью состава и сложностью строения Земли, характером происходящих в ней процессов, влиянием космического излучения и т.п., а также воздействием техногенной деятельности.

Целью бакалаврской работы является выделение пород-коллекторов в залежах верейского, бобриковского горизонтов и турнейского яруса в пределах участка работ по данным геофизических исследований и отбору керна.

Для достижения поставленной цели были сформулированы следующие задачи:

- изучить геологическое строение отложений верейского, бобриковского и турнейского возраста;
- рассмотреть теоретические основы проведения геофизических исследований;
- описать методики интерпретации данных ГИС;
- выделить в разрезе скважин по данным ГИС пласты-коллекторы;

- определить пористость, проницаемость и нефтенасыщенность в пластах коллекторах;

- определить характер насыщения выделенных пластов на основе комплексной интерпретации данных керн-ГИС.

Бакалаврская работа состоит из введения, трех разделов: геолого-геофизическая характеристика района работ, методика проведения и интерпретация геофизических исследований и определение коэффициентов пористости, проницаемости и нефтегазонасыщенности.

Основное содержание работы. В разрезе изучаемого участка сформированы терригенно-карбонатные породы-коллекторы, насыщенные нефтью в турнейских, бобриковских и верейских отложениях.

Участок работ располагается в пределах Волго-Уральской антеклизы, на юго-восточном борту Мелекесской впадины.

Рельеф кристаллического фундамента представляет собой слабо наклоненную на юго-запад (на 150-200 м) поверхность, разбитую системой разрывных нарушений.

Разрывные нарушения имеют преимущественно меридиональное и диагональное направления. Практически все органогенные постройки приурочены к этим разломам, а изменение толщины терригенного комплекса коррелируется с субширотными нарушениями.

В современном представлении единое Аксеновское месторождение состоит из трех отдельных структур: центральное, восточное и западное. Объединение трех структур обусловлено новой информацией, полученной в результате проведенных геолого-разведочных работ, в первую очередь сейсморазведки МОГТ-3Д, позволившей значительно уточнить структурные особенности строения площади.

В нефтегазоносном отношении участок работ расположен в Кошкинском нефтегазоносном районе Бузулукской нефтегазоносной области Волго-Уральской нефтегазоносной провинции.

В скважинах месторождения продуктивны отложения верейского, бобриковского горизонтов и турнейского яруса.

Методика исследования. При геофизических исследованиях скважин информацию об объекте можно получить с помощью естественных и искусственных физических полей.

Распределение параметров полей зависит от общего строения Земли, происхождения или способа создания полей, т.е. от нормального поля, также и от неоднородностей среды (неоднородности геологического строения, присутствия техногенных объектов и другого), создающих аномальные поля.

Геофизические методы исследования скважин служат для выявления этих аномалий.

Схема установки для проведения ГИС показана на рисунке 1. С помощью приборов, спускаемых в скважину на каротажном кабеле, измеряются геофизические характеристики, зависящие от одного или совокупности физических свойств горных пород и их расположения в разрезе скважины.

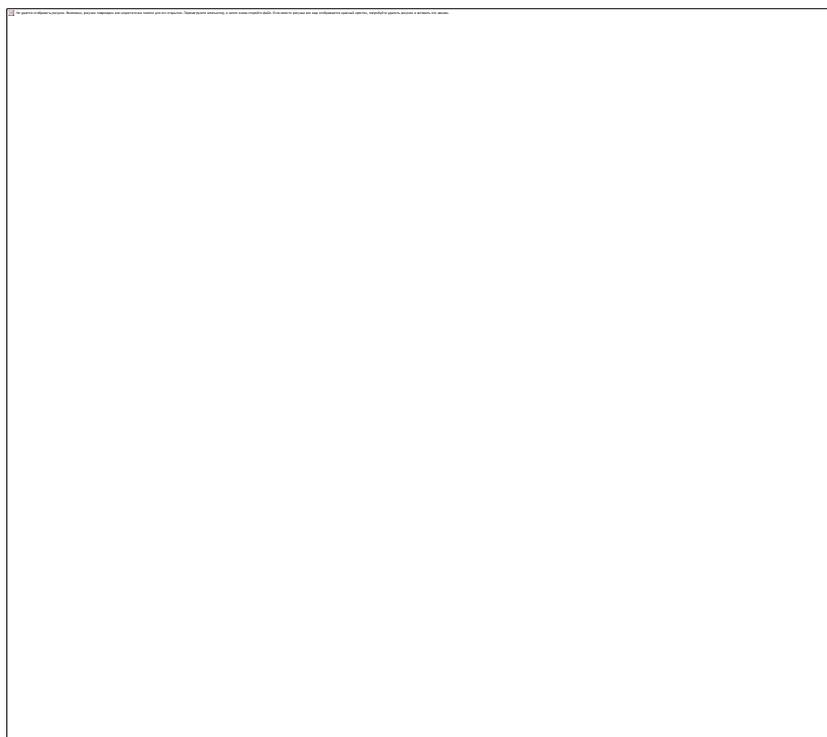


Рисунок 2 - Схема установки для проведения ГИС

В скважинные приборы входят каротажные зонды (устройства,

содержащие источники и приёмники наблюдаемого поля), сигналы которых по кабелю непрерывно или дискретно передаются на поверхность и регистрируются наземной аппаратурой в виде кривых или массивов цифровых данных.

По используемым физическим полям геофизические методы исследования скважин подразделяется на электрические, гравиметрические, магнитные, сейсмоакустические, термические, радиометрические и ядерно-геофизические.

На основе материалов ГИС получают следующую информацию: 1. Сведения о, эффективной толщине ($h_{эф}$), коэффициенте пористости (K_p), коэффициенте нефте(газо)насыщения ($K_{нг}$) по каждому пластовому пересечению в каждой скважине, пробуренной в контуре месторождения.

2. Сведения о положении начальных контактов ВНК, ГВК, ГНК по отдельным скважинам, находящимся, соответственно, в водоне-фтяной, газоводяной, газонефтяной зоне.

3. Схемы корреляции разрезов скважин, выполненных по данным комплекса ГИС, которые являются основой для составления геологических профилей, карт структурных, равной мощности, равного удельного нефте(газо)содержания и подсчетных планов.

Проведение комплекса геофизических исследований в скважинах (ГИС) имеет исключительно важное значение для освещения строения разреза и решает широкий круг геологических и технических задач:

- литологическое и стратиграфическое расчленение разреза, определение глубины залегания и толщины отдельных пластов;
- выделение коллекторов, изучение их распространения по разрезу, оценка характера насыщения, определение коллекторских свойств;
- определение газо- и водонефтяных контактов;
- контроль за техническим состоянием скважин и др.

Наиболее распространенными геофизическими методами исследования скважин являются электрический, радиоактивный, акустический каротажи, термометрия, инклинометрия, кавернометрия.

Результаты исследований. На Аксеновском участке в интервалах продуктивных отложений среднего и нижнего карбона проведены геофизические исследования скважин (ГИС), по данным которых были выделены коллекторы и рассчитаны коэффициенты пористости K_p и нефтегазонасыщенности $K_{нг}$ в скважинах: №125, 127, 129, 130, 131, 132, 170, 172, 175.

Продуктивные отложения на Аксеновском участке приурочены к карбонатным породам пласта A_3 верейского горизонта, пласта B_1 турнейского яруса и к терригенным отложениям пласта B_2 бобриковского горизонта.

По данным исследования керн и результатам интерпретации ГИС продуктивная часть отложений верейского горизонта представлена органогенными известняками, неоднородными по своему литологическому составу: пористые, проницаемые разности переслаиваются с плотными пластами, непроницаемыми известняками и плотными, слюдистыми глинами.

Терригенные отложения бобриковского горизонта представлены переслаиванием песчаников, алевролитов и глин. Песчаники мелко- и среднезернистые, в различной степени алевроитистые, слабо сцементированные, пористые, слюдистые; алевролиты - глинистые, песчанистые, с остатками растений; глины - плотные, слюдистые.

Породы турнейского яруса представлены известняками кристаллическими, плотными, крепкими, трещиноватыми, по трещинам прослой глинистого материала.

Коллекторы месторождения были выделены на основе качественных и количественных критериев выделения карбонатных и терригенных коллекторов с межзерновой пористостью.

По каждой скважине по продуктивным пластам были рассчитаны средневзвешенные по толщине коллекторов значения пористости для нефтенасыщенной и водонасыщенной части.

Для нефтенасыщенной части пласта A_3 средневзвешенное значения коэффициента пористости по ГИС составляет 0,134 дол. ед.

Кп ср.взв. по НГК по пласту Б₂ в целом составляет 0,234 дол. ед, для коллекторов Балтийской и Аксеновско-Мазуровской залежей- 0,230 дол.ед и 0,237 дол.ед. соответственно. Для нефтенасыщенной части пласта В₁ Кп ср.взв. равно 0,096 дол.ед, для коллекторов Балтийской залежи - 0,097 дол.ед, для коллекторов Аксеновско-Мазуровской залежи - 0,095 дол.ед.

Акустический каротаж и ГГК-П были проведены только в скважине №175.

В терригенных отложениях пласта Б₂ значения пористости, полученные по данным НГК, АК и ГГК-П, близки по величине (расхождение составляет 1,0-1,1%). Хорошая сходимость результатов определения Кп по трем методам для коллекторов бобриковского горизонта представлена на рисунках 3 и 4.

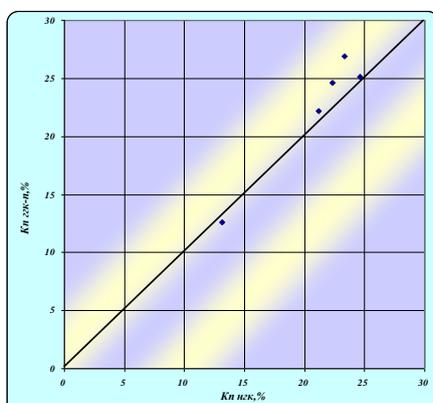


Рисунок 3 – Сопоставление результатов определения пористости по НГК и АК для пласта Б₂

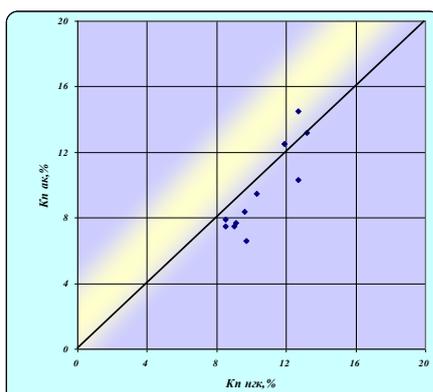


Рисунок 4 – Сопоставление результатов определения пористости по НГК и ГГК-П для пласта Б₂

Результаты определения коэффициентов пористости по НГК, АК и ГГК-П для коллекторов турнейского яруса представлены на рисунках 5 и 6.

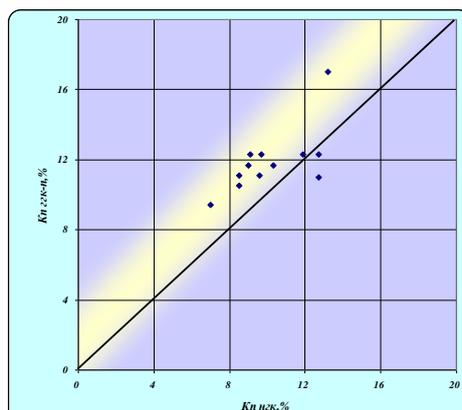


Рисунок 5 – Сопоставление результатов определения пористости по НГК и АК для пласта В₁

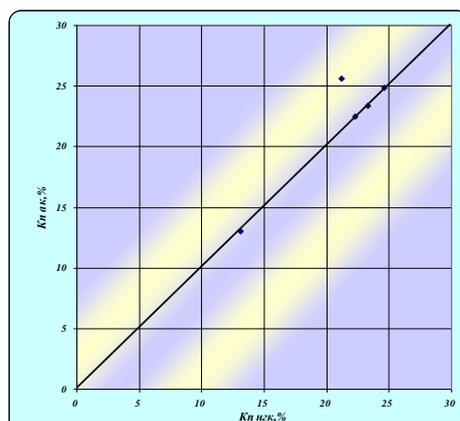


Рисунок 6 – Сопоставление результатов определения пористости по НГК и ГГК-П для пласта В₁

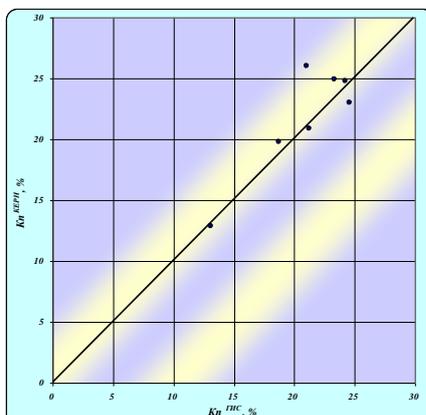
В карбонатных отложениях пласта В₁ значения Кп, определенные по нейтронному гамма – каротажу и акустическому каротажу, практически совпадают (0,097 и 0,089 дол.ед), а пористость по гамма-гамма плотностному каротажу выше -0,116 дол.ед. Данные плотностного гамма-гамма метода искажены в карбонатных коллекторах из-за изменчивости их литологического состава.

По пласту А₃ среднее значение Кп по керну составляет 0,093 дол.ед., по ГИС-0,122 дол.ед. Расхождение в определении Кп можно объяснить непредставительным отбором керна (1 учтенный образец).

По пласту B_2 в целом и по Балтийской залежи расхождение K_p ср.взв. по ГИС и по керну не превышает допустимой погрешности. K_p ср. по керну для пласта B_2 равно 0,210 дол. ед., по ГИС-0,234 дол.ед., для коллекторов Балтийской залежи K_p по керну -0,221 дол.ед., по данным ГИС-0,230 дол.ед.

Расхождение средневзвешенного значения коэффициента пористости для продуктивных коллекторов пласта B_2 по Аксеновско-Мазуровской залежи, определенного по данным ГИС (0,237 дол.ед.) и среднего значения K_p по керну, равного 0,198 дол.ед., связано с недостаточным количеством исследований, проведенных на керновом материале и с присутствием в разрезах скважин слабосцементированных высокопористых коллекторов, размываемых в процессе отбора керна.

По пласту B_1 в целом и по двум залежам - Балтийской и Аксеновско-Мазуровской наблюдается хорошая сходимость результатов определения K_p по ГИС и по керновым данным. В целом по пласту B_1 K_p ср. по керну равно 0,095 дол. ед., по ГИС-0,096 дол.ед., по Балтийской залежи K_p ср. по керну равно 0,099 дол. ед., по ГИС-0,097 дол.ед., по Аксеновско-Мазуровской залежи



K_p ср.по керну- 0,092 дол. ед., по ГИС-0,095 дол.ед.

Рисунок 7 – Сопоставление результатов определения пористости по керну и ГИС для пласта B_2

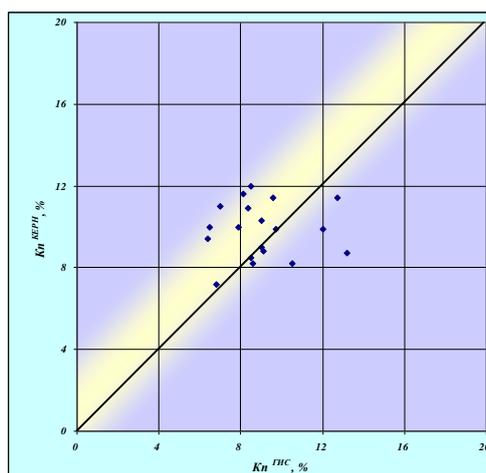


Рисунок 8 – Сопоставление результатов определения пористости по керну и ГИС для пласта В₁

Из рисунков видна хорошая сходимость результатов определения Кп по ГИС и по керну для коллекторов данных отложений.

Результаты определения Кпр и Кпр ср.взв. для продуктивных коллекторов пласта А₃ Кпр изменяется от 0,057 до 0,661 мкм² и составляет в среднем 0,258 мкм², для коллекторов пласта Б₂ изменяется от 0,071 до 4,851 мкм², составляя в среднем 2,268 мкм², для коллекторов пласта В₁ Кпр изменяется в пределах от 0,0015 до 1,8402 мкм². Величина средневзвешенного значения Кпр по пласту В₁ равна 0,051 мкм².

По каждой скважине и по продуктивным пластам в целом были рассчитаны средневзвешенные по поровому объему значения Кнг.

По пласту А₃ величина Кнг ср.взв. получилась равной 0,67 дол.ед. Средневзвешенное значение Кнг по пласту Б₂ равно 0,916 дол.ед, для коллекторов Балтийской и Аксеновско-Мазуровской залежей - 0,923 дол.ед и 0,910 дол.ед соответственно. По пласту В₁ величина Кнг ср.взв. равна 0,790 дол.ед., для коллекторов Балтийской залежи-0,810 дол.ед, для Аксеновско-Мазуровской залежи – 0,74 дол.ед.

Была проведена оценка достоверности определения Кнг для пласта Б₂ и В₁ по параметру насыщения с применением статистического способа на основе информации о характере насыщения коллекторов при установленном

положении ВНК. Точка пересечения распределений дает на оси ординат процент ошибки применяемой методики. Достаточно небольшая величина ошибки по пласту Б₂ бобриковского горизонта W=4% и по пласту В₁ турнейского яруса -W=18% свидетельствует о достоверности методики, по которой производился расчет Кнг.

Для скважин №127 и №130 Аксеновского участка составлены сводные планшеты геолого-геофизической изученности, на которых представлен комплекс диаграмм ГИС, данные по литологии и физическим свойствам керна, результаты перфорации и опробования пластов, сведения о глубинах залегания, стратиграфии и толщинах (общей, эффективной, нефтегазонасыщенной) пластов и коллекторов, значения общей пористости и нефтегазонасыщенности коллекторов.

Заключение. По выполненному комплексу керн-ГИС проведено литологическое расчленение разреза скважин, определены эффективные толщины, коэффициенты пористости, проницаемости, нефтегазонасыщенности коллекторов, оценены сопротивление пластов и характер насыщения.

В разрезе скважин Аксеновского месторождения, выделены продуктивные пласты и описан характер их насыщения по результатам ГИС, установлена промышленная нефтеносность отложений турнейского и бобриковского возраста, установлена по результатам интерпретации ГИС продуктивность отложений верейского горизонта.

В исследуемых скважинах Аксеновского месторождения по керну и ГИС выделены продуктивные песчаные пласты-коллекторы бобриковского горизонта и пласты коллекторы известняки верейского горизонта и турнейского яруса в интервалах (абс.отметка): 1016,9-1026,4 м в скважине №125 (А₃); 1441,9-1451,3 м в скважине №130 (Б₂); 1463,41-1489,3 м в скважине №175 (Б₂); 1396,8-1472,5 м в скважине №125 (В₁); 1493,1-1558,3 м в скважине №131 (В₁); 1495,6-1548,2 м в скважине №170 (В₁); 1496,0- в скважине №175 (В₁).

Карбонатный пласт-коллектор верейского горизонта и турнейского яруса и терригенный пласт-коллектор бобриковского горизонта насыщены нефтью.