

Министерство образования и науки Российской Федерации  
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ  
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ  
«САРАТОВСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ Н.Г.ЧЕРНЫШЕВСКОГО»

Кафедра геофизики

«Обоснование подсчётных параметров продуктивных коллекторов  
верейского горизонта (на примере Бирлинского месторождения)»

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

Студента 5 курса 501 группы  
направление 05.03.01 геология  
геологического ф-та  
Гельвиха Виктора Викторовича

**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 2018

**Введение.** Промыслово-геофизические исследования скважин прочно заняли одно из основных мест в общем комплексе работ при разведке и эксплуатации месторождений в России. Не исключением стало и изучаемое в данной работе Бирлинское месторождение.

Общеизвестно, что для успешной разработки месторождения необходимо иметь достоверные подсчётные параметры. Подсчётными называются параметры, входящие в формулы оценки ресурсов и подсчета запасов (коэффициент глинистости, пористости, нефтегазонасыщенности, мощности пластов и др.). Определение подсчетных параметров нефтегазовых коллекторов по данным геофизических исследований скважин (ГИС) является наиболее сложной и наукоемкой частью подсчета запасов.

Также оптимальное использование ресурсов месторождения тесно связано с проблемой изучения емкостных свойств и характеристик продуктивных пластов. Широкий диапазон изменения емкостно-фильтрационных свойств, а также минерального состава скелета породы затрудняет определение характера насыщения и подсчетных параметров коллекторов на Бирлинском месторождении.

Целью данной работы стало определение подсчётных параметров по продуктивным пластам верейского горизонта на Бирлинском месторождении. Данная цель предполагает решение следующих задач:

- изучить тектоническое строение и литологические характеристики геологического разреза Бирлинского месторождения;
- охарактеризовать коллекторские свойства продуктивных пластов верейского горизонта;
- проанализировать комплекс ГИС, применяемый на скважинах Бирлинском месторождения;
- получить основные подсчётные параметры, такие как пористость, коэффициент нефтегазонасыщенности на примере скважины №24

Бирлинского месторождения.

Материалы ГИС служат основной информацией для определения объёмным методом балансовых и извлекаемых запасов нефти по промышленным категориям А, В, С1 и С2.

Материал для написания дипломной работы был собран в ходе прохождения производственной практики. Геолого-геофизические материалы были предоставлены «ОАО Ульяновскнефть».

**Основное содержание работы.** Бирлинское месторождение по своему расположению относится к Филипповской группы месторождений. Бирлинское расположено к юго-востоку от Филипповского и севернее Вишенского месторождения. Административно рассматриваемое месторождение расположено в северо-восточной части Ульяновской области на территории Димитровградского района. Основная база ОАО «Ульяновскнефть» расположена в р/п Новоспасское, что в 145 км юго-западнее района рассматриваемых месторождений.

**1.1 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза** В целом геологический разрез осадочной толщи в пределах рассматриваемого района представлен отложениями девонской, каменноугольной, пермской, юрской, неогеновой и четвертичной систем, однако в пределах данных месторождений отложения кристаллического фундамента и девона не были вскрыты. Поэтому характеристика разреза осадочной толщи может быть сведена к расчленению каменноугольной и пермской систем.

**1.2 Тектоника** В тектоническом отношении рассматриваемый район расположен в Мелекесской впадине и регионально ограничен такими крупными сводовыми поднятиями как Токмовский (на западе), Татарский (на востоке) и Жигулевский (на юге).

Борты впадины по фундаменту относительно пологие и превышают его центральную часть на 400-500 м. Юго-западный борт депрессии осложнен группой брахиантиклинальных поднятий, к которым приурочено Бирлинское месторождения. К юго-востоку от рассматриваемого района отмечается

понижение поверхности кристаллического фундамента до 2800-3000м. Бирлинское месторождение приурочено к бортовой зоне Усть-Черемшанского прогиба к Камско-Кинельской системе прогибов, благоприятной для формирования биогермных образований турней-фаменского возраста.

Территория Ульяновской области входит в состав Волго-Уральской нефтегазоносной провинции.

По состоянию изученности к промышленно-нефтеносным по данному месторождению в настоящее время могут быть отнесены бобриковский и кизеловский горизонты нижнего карбона. К перспективно нефтеносным могут быть отнесены карбонатные отложения среднего карбона и не вскрытые бурением в данном районе терригенные отложения девона. В целом нефти относятся к категории высоковязких, сернистых и парафинистых.

**2 Геофизические методы исследования скважин. Методика исследования скважин.** Данные каротажа являются единственным видом информации по разрезу скважины, которая характеризует его полностью, без каких-либо пропусков интервалов. Отсутствие выборочности данных каротажа обеспечивает им бесспорную представительность в рамках разреза, вскрытого скважиной в радиусе исследования каждого метода ГИС. Точность определения абсолютных глубин залегания границ пластов по данным каротажа составляет, согласно инструктивным требованиям, 0,1% или 2-4 м для большинства бурящихся скважин.

**2.2 Стандартный комплекс ГИС.** Основными факторами, определяющими выбор комплекса стандартных методов ГИС, являются степень сложности изучаемого разреза, особенности технологии бурения, включая горно-технические условия в скважине.

Стандартный комплекс ГИС должен обеспечивать получение массовой информации для определения подсчетных параметров, вариации значений которых по объему залежи наибольшие. Определение с необходимой

точностью основных подсчетных параметров:  $K_{нг}$ ,  $K_{п}$ , в каждом пластопересечении по данным стандартных ГИС, обеспечивает не только успешное решение задачи подсчета запасов, но и оптимизацию разведки месторождения путем сокращения затрат на дорогостоящие виды исследований.

### **2.3 Специальные геофизические исследования разрезов скважин**

Специальные ГИС должны обеспечивать большую информативность по сравнению с массовыми стандартами ГИС. Специальные ГИС допускают применение новых геофизических методов, обеспеченных малосерийными и опытными приборами, технически недостаточно совершенными и требующими высокой квалификации операторов. Методика измерений при специальных ГИС допускает применение различных приемов, повышающих их чувствительность и точность, ценой увеличения сложности, трудоемкости и времени, затраченного на работу в скважине и обработку результатов измерения.

Основные технологические приемы специальных геофизических исследований включают исследования в базовых и наблюдательных скважинах при испытаниях и в процессе целенаправленного искусственного воздействия на пласты.

Базовые скважины после их крепления и цементирования могут стать наблюдательными, а после окончания повторных исследований (после расформирования зоны проникновения или обводнения изучаемого пласта) - испытываться и исследоваться в процессе испытания. Такое совмещение всех технологических приемов специальных ГИС в одних и тех же условиях не только возможно, но и весьма целесообразно. Метод функциональных преобразований по комплексу АК+НГК предназначен для определения литологии горных пород в карбонатных разрезах и их коллекторских свойств.

Метод состоит в проведении некоторых преобразований геофизических параметров, а затем в их совместном сопоставлении. Цель преобразований:

получение единого масштаба для сопоставления. Так как наиболее общим свойством, которое сказывается на показаниях всех геофизических параметров является пористость, поэтому для увязки различных геофизических методов их приводят к единому линейному масштабу пористости.

Эффективность геофизических методов, выделения и изучения коллекторов, - повышают, используя методику временных замеров, усиливая роль фактора времени  $t$ , путем сочетания его с другими дополнительными факторами: 1. Изменением гидростатического давления в скважине и 2. Физических свойств глинистого раствора.

В настоящее время применяют более эффективные методы, а именно индикаторные исследования скважин. В качестве индикаторов используют соединения бора (B) и кадмия (Cd), при этом выявление принявших индикатор пластов проводится нейтронным каротажем до и после воздействия индикатора. Ограничения в использовании связаны со сложностью аппаратуры импульсного нейтронно-нейтронного каротажа и неидеальным следованием индикатора за своим гидродинамическим носителем.

Метод включен в список спецГИС и дает дополнительную информацию для качественного выделения в разрезе скважин коллекторов. Индикаторный метод по радону основан на изучении изменения радиоактивности горных пород при проникновении в них активированной радоном скважинной жидкости. Для этого проводят трехкратный замер интенсивности гамма-излучения по стволу скважины.

Индикаторный метод по радону позволяет качественно выделить в разрезе скважины коллекторы: они характеризуются повышениями показаний (свыше аппаратурной погрешности) на индикаторной диаграмме относительно фона (относительно естественной гамма-активности).

### 3. Определение подсчетных параметров

Критерием качества информации ГИС, который, в конечном счете, определяет и эффективность ее использования при подсчете запасов,

является точность определения подсчетных параметров по данным каротажа.

Погрешность подсчета запасов определяется суммой погрешностей четырех параметров: среднего значения нефтегазонасыщенной эффективной толщины коллекторов  $h_{эф}$ , средней пористости  $K_p$ , среднего значения коэффициента нефте- или газонасыщенности  $K_{нг}$  и площади залежи  $S$ . Погрешностью остальных параметров (плотность нефти, ее коэффициент усадки, пластовое давление, коэффициент сверхсжимаемости) можно пренебречь.

Породы в разрезе скважины относят к коллекторам нефти и газа, если они содержат эти флюиды и способны их отдавать при разработке. При этом одна и та же порода может быть коллектором для газа или легкой нефти и неколлектором для тяжелой вязкой нефти.

Разделение пород в разрезе на коллекторы и неколлекторы выполняется по данным ГИС с использованием определенных критериев выделения коллекторов. Критерии обосновываются по данным керна и испытаний. При этом решающая роль принадлежит испытаниям. В практике подсчета запасов применяются два основных приема выделения коллекторов по данным ГИС.

1. По прямым (качественным) признакам подвижности флюида в пласте, установленным по результатам интерпретации каротажных диаграмм.

2. По косвенным (количественным) критериям разделения пород на коллекторы и неколлекторы с применением граничных значений геофизических параметров, определяемых также по результатам интерпретации каротажных диаграмм.

Основными исходными данными для определения пористости служат геофизические параметры трех методов пористости:  $\Delta T^{AK}$ ,  $w_{нг}$ ,  $\delta_{п}^{ГГК}$ .

В общем случае, коэффициент пористости представляет собой отношение :

$$K_p = V_{пор} / V_{г.п.},$$

где  $V_{пор}$  - объем порового пространства;  $V_{г.п.}$  - объем породы.

Определение коэффициента пористости  $K_p$  по данным ГГК основана на ф  $\delta_t$  ной связи между плотностью и пористостью породы.

$$\delta^{\text{ГГК}} = \delta_{\text{ж}} K_{\text{п}} + (1 - K_{\text{п}}) \delta_{\text{ск}},$$

отсюда :

$$K_{\text{п}} = (\delta_{\text{ск}} - \delta^{\text{ГГК}}) / (\delta_{\text{ск}} - \delta_{\text{ж}})$$

$\delta_{\text{ск}}$ ,  $\delta_{\text{ж}}$  определяются по керну путем построения зависимости ГИС-керн.

Определение  $K_{\text{п}}$  по данным АК основано на связи  $V$  (скорости) распространения упругих волн и времени  $\Delta T$ . Уравнение Вилли:

$$\Delta T = \Delta T_{\text{ж}} K_{\text{п}} + (1 - K_{\text{п}}) \Delta T_{\text{ск}},$$

отсюда

$$K_{\text{п}} = (\Delta T - \Delta T_{\text{ск}}) / (\Delta T_{\text{ж}} - \Delta T_{\text{ск}})$$

Другой немаловажный фактор, который учитывается при характеристике коллекторов-это коэффициент нефтегазонасыщенности  $K_{\text{нг}}$ .

Методика определения  $K_{\text{нг}}$  различается в зависимости от того, что:

- В каком объекте определяется  $K_{\text{нг}}$ ;
- От показателя глинистости;
- От типа пористости;
- От литологии.

При определении  $K_{\text{нг}}$  по результатам электрического каротажа пользуются выражениями 12:

$$P_{\text{н}} = p_{\text{нп}} / p_{\text{вп}} \quad \text{и} \quad P_{\text{п}} = p_{\text{вп}} / p_{\text{в}}, \quad (12)$$

где

$P_{\text{н}}$  и  $P_{\text{п}}$  -- параметры насыщения и пористости соответственно.

Формула (14) Арчи-Дахнова связывает параметры насыщения и пористости с коэффициентом пористости:

$$P_{\text{н}} = 1 / K_{\text{в}}^2; P_{\text{п}} = a / K_{\text{п}}^m; P_{\text{п}} = 1 / K_{\text{п}}^2. \quad (14)$$

В этих уравнениях  $a$ ,  $b$ ,  $m$ ,  $n$  -- эмпирические постоянные, характерные для данного типа коллектора.

Таким образом, разнообразие методик и способов обработки требует тщательного подхода к выбору конкретного комплекса стандартных методов и привлечению дополнительных, специальных методических приемов, направленных на повышение эффективности и достоверности результатов



поставленных.

Результаты работ. Анализ существующих подходов выявил схему, по которой следует производить исследования. Исследование каротажных кривых проводилось по скважине N 24 Бирлинской площади. Выделение пластов-коллекторов осуществлялось по прямым качественным признакам :

1) Сужение диаметра ствола скважины, т. е. наличие глинистой корки, отмечаемое на кавернограмме DS ( $d_{\text{скв}} < d_{\text{ном}}$ ). Наличие положительного приращения на диаграммах микрозондов;

2) Третий признак, указывающий на "коллектор" - это изменение удельного электрического сопротивления по радиусу скважины, устанавливаемое по данным разноглубинных установок электрического каротажа, путем сопоставления удельного сопротивления породы.

На основании этих признаков были выделены следующие интервалы пластов-коллекторов:

1126.2-1129.0, 1138.0-1140.2, 1141.6-1144.0, 1149.0-1152.0, 1152.2-1156.0, 1167.0-1170.4, 1173.2-1174.4, 1174.4-1183.6, 1184.0-1185.8, 1516.0-1523.0, 1526.0-1529.0

Данные результаты подтверждаются качественными дополнительными признаками (" каротаж-воздействие-каротаж"), к которым, в частности, относят испытание пласта на трубах и метод по радону.

При интерпретации диаграмм определение  $K_p$  является первоочередной задачей. Исходя из априорной информации граничное значение коэффициента пористости ( $K_{p \text{ гр.}}$ ) для данного месторождения составляет 2%, т. е. следует учитывать, что порода с  $K_p < 2\%$  не является породой-коллектором .

Определение  $K_p$  осуществлялось по материалам методов НГК и АК. Расчет  $K_p$  и  $K_{\text{нг}}$  выполнялся для коллекторов с разным характером насыщения в несколько этапов. Всего было изучено три интервала.

Первым на диаграмме НГК был выбран интервал 1141.6-1144.0 с

эффективной мощностью 2,4 метра.

Значение  $K_{п}^{нгк}$  было определено на основании зависимости  $\Delta I=f(K_{п}^{нгк})$  для диаметра скважины 0,216 м.. Оно равно  $K_{п}^{нгк}=12\%$ .

Следующим этапом было внесение поправки за глинистость (формула 17):

$$K_{п} = K_{п}^{нгк} - \Delta K_{п}^{нгк} K_{гл}^{гк}, \quad (17)$$

где  $\Delta K_{п}^{нгк}$  - водородосодержание глин, составляющее для Ульяновской области 0,3;  $K_{гл}^{гк}$ -коэффициент глинистости, определяющийся по данным гамма каротажа в следующем порядке:

После определения разностного параметра вычисляется значение  $K_{гл}^{гк}$  по формуле :

$$K_{гл}^{гк} = K \Delta i_{гк},$$

где  $K$ - коэффициент, учитывающий, что содержание пелитовой фракции даже в чистых глинах обычно не равно 100%. При отсутствии керновых данных  $K$  считается в пределах 0,6-0,8. Тогда:  $K_{гл}^{гк} = 0,7 * 0,09 = 0,06$

После нахождения  $K_{гл}$ , определялся коэффициент пористости  $K_{п}$ :

$$K_{п} = K_{п}^{нгк} - \Delta K_{п}^{нгк} K_{гл}^{гк} = 0,12 - 0,3 * 0,06 = 0,15 - 0,018 = 0,132 = 13,2\%$$

Третьим этапом было определение литологии пласта. Исходя из анализа зависимости  $K_{п}^{нгк}$  от  $T$  (мкс/м) (предварительно определенному по АК и равному для данного интервала 163 мкс/м) определено, что интервал 1141.6-1144.0 представлен известняками, и поэтому в данном случае поправка за литологию не вводилась.

Таким образом с учетом всех поправок исследуемый интервал характеризуется  $K_{п}=5,4\%$ .

Определение  $K_{п}$  по методу АК проведено по тому же интервалу. По формуле 22:

$$K_{п} = (\Delta T - \Delta T_{ск}) / (\Delta T_{ж} - \Delta T_{ск}), \quad (22)$$

где  $\Delta T_{ск}$  и  $\Delta T_{ж}$  - интегральное время пробега волны в минеральном скелете и жидкости:  $\Delta T_{ск}$  для известняков = 156 мкс/м, а  $\Delta T_{ж} = 570$  мкс/м;  $\Delta T$  - значение против изучаемого пласта по данным АК, составляющее для

исследуемого интервала 190 мкс/м, отсюда:  $K_{п} = (190-156)/(570-156) = 34/414 = 0,08$

Учитывая реальные геологические условия, пористость, найденная именно по НГК, то есть  $K_{п} = 5,4\%$ , использовалась при дальнейших расчетах.

Определение  $K_{нт}$  сводилось к следующему Интервал 1141.6-1144.0 был представлен известняками карбона. По графику зависимости  $R_{п}$  от  $K_{п}$ , как показано на рисунке 6 получили значение параметра пористости  $R_{п}$ , составляющего 300 условных единиц. Далее было определено удельное электрическое сопротивление пластовой воды  $p_{в}$  по эмпирической зависимости  $p_{в}=f(n)$ . Пятый этап - определение коэффициента водонасыщения  $K_{в}$ :

$$K_{в}=(R_{п}p_{в}/p_{п})^{1/2} \sqrt{\frac{Pn * p_{в}}{pn}},$$

где  $p_{п}$  – удельное электрическое сопротивление, снятое против изучаемого пласта-коллектора по данным БК и ИК. Для данного интервала  $p_{п}$  составляло 100 Омм:  $K_{в}=(300*0,045)/100=0,135$

Шестым этапом являлось вычисление значения коэффициента нефтегазонасыщения:

$$K_{нт}=(1-K_{в})100\%=(1-0,135)100\%=86,5\%$$

Полученное значение коэффициента свидетельствует о том, что интервал пласта-коллектора 1141.6-1144.0 —нефтенасыщенный.

Вторым был изучен интервал 1174.4-1183.6 с эффективной мощностью 9 метра. В соответствии с опробованной схемой вычисления.

Третьим был изучен интервал 1184.0-1185.8. по аналогичной схеме

Вывод: В изучаемом карбонатном разрезе присутствовали все 3 фазы коллекторов: с нефтяным и водоносным характерами насыщения, а также есть переходная зона.

**Заключение.** В рамках проблемы исследования пластов коллекторов в результате выполнения бакалаврской работы были рассмотрены методы

радиоактивного, акустического и бокового каротажа для определения объемной глинистости, пористости и нефтегазонасыщенности.

В работе использовались материалы по скважине №24 Бирлинского месторождения.

Полученные значения пористости методом нейтронного каротажа сопоставлялись с пористостью, определенной по керну и по акустическому каротажу.

По материалам скважины №24 Бирлинского месторождения было проведено выделение пластов коллекторов по качественным признакам.

В итоге были проанализированы три интервала пород коллекторов верейского горизонта с разными характеристиками насыщения. Для них были вычислены коэффициенты пористости и нефтегазонасыщения. Таким образом, было получено представление о потенциальной нефтегазонасыщенности верейского горизонта.

Также в работе был затронут вопрос о дальнейших перспективах разработки Бирлинского месторождения. Как показали исследования коэффициентов пористости  $K_p$  и коэффициента нефтегазонасыщенности  $K_{нг}$ , верейский горизонт можно считать продуктивным. Его эксплуатация может проводиться после уточнения фильтрационно-емкостных свойств.