

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

Кафедра геофизики

**«УТОЧНЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА НЕФТЕНАСЫЩЕНИЯ ПЛАСТА IV
ВЕРЕЙСКОГО ГОРИЗОНТА МЕТОДАМИ ГИС НА ПРИМЕРЕ
БЕЛОПОЛЬСКОЙ ПЛОЩАДИ САРАТОВСКОГО ЗАВОЛЖЬЯ»**

АВТОРЕФЕРАТ ДИПЛОМНОЙ РАБОТЫ

студента 6 курса 631 группы
020302 специальности геофизика
геологического факультета
Кильдюшева Ивана Александровича

Научный руководитель
кандидат геол.-мин.наук, доцент

К.Б. Головин

подпись, дата

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

Е.Н. Волкова

подпись, дата

Саратов 2016

ВВЕДЕНИЕ

Методы ГИС являются надежным источником получения информации о разрезе, вскрываемом скважиной, на всех этапах ведения геологоразведочных работ - от проведения каротажа в открытом стволе первой поисковой скважины до определения средних по площади подсчетных параметров. Наряду с исследованиями керна методы ГИС являются определяющими при проведении подсчетов запасов углеводородного сырья (УВС).

Бурение новых скважин и использование полного комплекса методов ГИС в старых нефтегазодобывающих регионах, к которым относится Саратовская область, способно дать новую информацию, которая может быть успешно использована для проведения переоценки ранее утвержденных запасов УВ.

Такая ситуация сложилась на Белопольском газонефтяном месторождении Саратовской области, запасы которого разрабатываются с 1960-х годов. Запасы месторождения были утверждены, основываясь на неполном комплексе методов ГИС. Поэтому в связи с бурением и исследованием новой скважины в 2015 году появилась возможность уточнения подсчетных параметров, использованных при подсчете запасов, что и явилось целью написания настоящей работы.

Для достижения поставленной цели автором изучено геологическое строение месторождения; рассмотрены методы и приемы интерпретации данных ГИС для определения подсчетных параметров; проведен анализ ранее выполненных исследований.

В результате проведенных исследований уточнено значение коэффициента нефтенасыщенности, которое может быть использовано при проведении нового подсчета запасов Белопольского газонефтяного месторождения.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

В первом разделе, **геолого-геофизическая характеристика района работ**, приводятся сведения о территории исследований. В административном отношении район работ расположен на территории Марковского района Саратовской области. Территория района относится к ближнему Саратовскому Заволжью.

Основные поисковые работы на данной площади проводились с 1960 года по 1966 год. В этот период проведены сейсмические работы и бурение.

Сейсмическими работами в 1960 году было выявлено Белопольское поднятие по отражающей поверхности палеозоя. В 1961-62 годах бурением поисковых скважин подтверждено наличие структуры и выявлены залежи нефти и газа.

Всего по состоянию на 01.01.2016 на месторождении пробурено 20 скважин. Из них 15 разведочных (№№ 5, 7, 8, 10, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23), одна поисковая (№ 120) и 4 эксплуатационных (№№ 25, 26, 27, 28).

В геологическом строении Белопольской площади принимают участие карбонатные и терригенные отложения девонской, каменноугольной, юрской, меловой и четвертичной систем. Общая мощность осадочных отложений составляет 2,5-3 км.

Белопольское поднятие расположено в пределах Степновского сложного вала, являющегося составной частью Рязано-Саратовского прогиба. По подошве коллектора поднятие представляет собой брахиантиклинальную складку северо-западного простирания амплитудой 20 м. Сводовая часть плоская. Угол падения пород на юго-западном крыле составляет около 3°, на северо-восточном – около 2°. Тектонические нарушения в пределах месторождения не зафиксированы.

Промышленная нефтегазоносность месторождения установлена в отложениях каменноугольного комплекса и приурочена к пластам верейского (C₂vr), мелекесского (C₂mk) и бобриковского (C₁bb) горизонтов.

Запасы УВС по залежам мелекесского (C₂mk) и бобриковского (C₁bb)

горизонтов к настоящему времени полностью выработаны и списаны с Государственного баланса полезных ископаемых. Основным и единственным продуктивным объектом на Белопольском месторождении является залежь нефти верейского горизонта.

Во втором разделе, **методика работ**, приводятся сведения о методах и приемах интерпретации данных ГИС.

Геофизические исследования скважин (ГИС) – совокупность физических методов, предназначенных для изучения горных пород в околоскважинном и межскважинном пространствах.

ГИС применяют для решения геологических и технических задач. К геологическим задачам, в первую очередь, относят литологическое расчленение разрезов, их корреляцию, выявление полезных ископаемых и определение параметров, необходимых для подсчета запасов.

К техническим задачам относят изучение инженерно-геологических и гидрогеологических особенностей разрезов, изучение технического состояния скважин, контроль разработки месторождений нефти и газа, проведение прострелочно-взрывных работ.

По виду изучаемых физических полей методы ГИС делятся на электрические, электромагнитные, ядерные, акустические и другие.

По измеряемым характеристикам горных пород в разрезе скважины выделяют методы, измеряющие естественные физические поля: метод потенциалов собственной поляризации (ПС), метод естественной радиоактивности (гамма-метод ГМ) и методы, измеряющие искусственные физические поля – энергию излучения, первичного или вторичного, прошедшего горную породу в интервале между излучателем и приемником в скважинном приборе. К этим методам относятся методы электрического сопротивления, радиоактивные и акустические.

Классическим методом, появившимся на заре каротажных работ, является **электрический каротаж методом КС** (кажущихся сопротивлений). Исследования выполняются с использованием искусственно созданного поля,

т.е. должен быть источник поля (генератор). Одновременно с методом КС производится регистрация потенциалов постоянного естественного электрического поля, т.е. потенциалов собственной поляризации (ПС).

Весьма широкое распространение получили методы радиоактивного - ГК и НГК, акустического (АК) каротажей, кавернометрия.

Решение стоящих перед ГИС задач в сложных условиях скважинной геометрии требует всестороннего изучения физических свойств среды. В связи с этим существует большое число методов ГИС, которые объединяют в несколько групп. Основные из них – электрические, электромагнитные, ядерно-физические и акустические. Существуют также термические, магнитные, гравиметрические, механические и геохимические методы.

Исходя из решаемых геологических задач на разных стадиях изучения площадей и месторождений используют разные комплексы методов ГИС. При решении любой геологической задачи комплекс ГИС включает методы, несущие информацию об основных свойствах породы - пористости, глинистости, проницаемости, нефтегазонасыщенности. Совокупность методов определения пористости (АК, ГК, НГК и др.), глинистости (ПС, ГК), насыщенности (БК, ИК, БКЗ и др.) позволяет решать вышеупомянутые геологические задачи. При этом чем сложнее разрез, тем более обширный комплекс ГИС требуется для его изучения.

Кроме особенностей геологического разреза, комплекс ГИС определяется целевым назначением скважин, специфическими условиями бурения, характером ожидаемой геологической информации. Комплексы ГИС подразделяют на типовые и обязательные.

Типовые комплексы ГИС предназначены для типовых геолого-технических условий: для поисковых, разведочных, эксплуатационных скважин, для всего разреза и перспективных интервалов.

На основе типовых комплексов разрабатывают конкретные обязательные комплексы ГИС, дифференцированные по группам нефтегазоносных провинций и охватывающие все районы, вовлеченные в нефтегазодобывающий

процесс.

- ИК эффективен для изучения глин и глинистых пластов, песчаников и карбонатов, насыщенных сильно минерализованной пластовой водой его можно применять в сухих и обсаженных непроводящими трубами скважинах. Задачи, решаемые ИК те же, что КС и БК.

- БКЗ «работает» в пластах большей мощностью (и при) средних значениях $\rho_{п}/\rho_{с}$ и $\rho_{п}/\rho_{вм}$.

- БК эффективен в тонких пластах при больших значениях $\rho_{п}/\rho_{с}$ и не эффективен при повышающем проникновении (водоносные пласты).

- Для изучения кривых ПС наиболее благоприятен песчано-глинистых разрез. Чистые карбонатные пласты (известняки, доломиты) характеризуются при $\rho_{ф} > \rho_{в}$, как и песчано-алевролитовые, отрицательными аномалиями $U_{нс}$. Кривые ПС в высокоомных разрезах мало информативны.

- ГК применяется не только для определения структуры и толщин пластов, но и для получения количественных показателей, например глинистости, содержания нерастворенного осадка в карбонатах и др.

- В нефтегазовых скважинах метод ГГК-П используется для уточнения литологии, выделения коллекторов, оценки их пористости, при техническом контроле скважин.

- Задачами, решаемыми с помощью НК, являются литологическое расчленение и оценка пористости.

- ИННК в большей степени и ИНГК в меньшей применяют на нефтегазовых месторождениях для выделения нефтеносных и газоносных пластов. Преимущества ИНК перед НК в этом случае обусловлены более высокой чувствительностью ИНК к содержанию хлора. Кроме того, в меньшей мере влияют скважинные условия. Особенно хорошо ИНК применяют при контроле за разработкой нефтегазовых месторождений. В районах с минерализации пластовых вод более 100г/л (высокая минерализация) показания ИННК и ИНГК против водоносных и газоносных пластов различаются до 10 раз. Тогда как различие для этих пластов по методу НК составляет 1-2 раза.

В основе любого метода скважинной геофизики лежит регистрация параметров соответствующего поля, несущего информацию не только о физических свойствах горных пород, но и об условиях измерения, таких как температура и давление в скважине, ее диаметр, свойства промывочной жидкости и т.п. Поэтому измеряемый геофизический параметр (электрическое сопротивление, потенциал самопроизвольной поляризации, естественная радиоактивность и др.) не является истинным, характерным для естественного залегания горных пород. Для того чтобы получить значение истинного физического параметра необходимо внести поправки в регистрируемый, что составляет смысл **геофизической интерпретации** данных каротажа.

Качественная интерпретация данных ГИС:

1. Определение типов горных пород (литологическое расчленение разреза).
2. Выделение пластов-коллекторов (проницаемых интервалов).
3. Обнаружение нефтегазонасыщенных пластов.
4. Отбивка водо-нефтяного, водо-газового и нефте-газового контактов.
5. Промыслово-геофизические исследования в обсаженной скважине при ее освоении.
6. Литолого-стратиграфическая корреляция разрезов скважин по их профилю в плане.

Количественная интерпретация данных ГИС:

1. Геометрические размеры пластов-коллекторов (общая и эффективная толщина), объем нефтенасыщенной породы.
2. Пористость (коэффициенты общей и эффективной пористости).
3. Проницаемость (коэффициенты фазовой проницаемости).
4. Насыщенность (коэффициенты водо- и нефтенасыщения).
5. Запасы нефти и газа на месторождении (геологические и извлекаемые).
6. Определение интервала вскрытия (перфорации) пласта.

В разделе 3, **результаты интерпретации данных ГИС**, приведены

сведения о ранее выполненных исследованиях, представлены итоги работы.

Коэффициент пористости определялся методом РК. Спецификой разреза является полимиктовый состав пород-коллекторов верейского горизонта, поэтому показания ГК аномально высокие из-за наличия в составе пород большого количества полевых шпатов и минералов калия.

В настоящей работе автором выполнено выделение коллекторов и оценка коэффициента нефтегазонасыщенности в скважине 18 Белопольского месторождения, пробуренной в 2015 году.

Выделение коллекторов проводилось по результатам комплексной интерпретации геолого-геофизических материалов. Использовались как прямые качественные признаки, так и количественные критерии. В качестве прямых качественных признаков стандартно применялись следующие: наличие глинистой корки; положительные приращения на диаграммах микрозондов; радиальный градиент сопротивления, устанавливаемый путем сравнения показаний однотипных зондов с разным радиусом исследования.

Использовались также дополнительные признаки коллекторов - отрицательные амплитуды аномалии ПС. Прямые качественные признаки (по кривым микрозондов, кавернометрии) являлись основными при выделении коллекторов в разведочных скважинах.

Помимо этого, основываясь на ранее проведенных исследованиях, для контроля правильности выделения коллекторов применялись также количественные критерии $K_p \text{ гр}=14\%$, $K_{нг \text{ гр}}=37\%$.

В скважине 18 в верейских отложениях выделены породы-коллекторы в интервале 924-935 м.

Задача оценки ρ_p решалась с помощью бокового каротажа, эффективного, как показано выше, при больших значениях ρ_p/ρ_c .

Пористость определялась по данным нейтронного гамма каротажа (НГК). Условия для его применения с этой целью на Белопольском месторождении благоприятны, поскольку разрез представлен слабглинистыми породами, хотя и имеющими разнородный литологический состав. Пористость довольно точно

(учитывая данные исследования керна) определена по методу двух опорных пластов.

Кнг определялся по следующему алгоритму:

1. Определение K_p (равен 0,22) и r_p (равно 9,1).

2. Определение параметра пористости $R_p = 1,4061 / 0,22^{1.6985} = 18,4$

3. Определение сопротивления водонасыщенной породы по формуле:

$$r_{vp} = R_p * r_v \quad r_{vp} = 18,4 * 0,05 = 0,92$$

4. Определение параметра насыщения по формуле:

$$R_n = r_p / r_{vp} \quad R_n = 9,1 / 0,92 = 9,891$$

5. Определение K_v согласно зависимости

$$R_n = 1,0724 K_v^{-2,1199} \quad K_v = 0,35$$

6. Определение K_{ng} :

$$K_{ng} = 1 - K_v = 1 - 0,35 = 0,65$$

Проведенные исследования, результаты которых представлены в настоящей работе, позволили уточнить значение коэффициента нефтенасыщенности (0,65 д.е.), тогда как в более ранних отчетах по подсчету запасов коэффициент нефтенасыщенности в скважинах определялся по видовому методу Эйдмана И.Е. и принятое значение по залежи составляло 0,57.

В результате при неизменных площади залежи (7181 тыс.м²), объеме нефтенасыщенных пород (12107 тыс.м³) и среднем по залежи значении коэффициента пористости (0,22 д.е.) прирост запасов нефти пласта IV верейского горизонта составил 14%, что позволило при сохранении существующих темпов отбора нефти повысить обеспеченность добычи запасами до 10 лет.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполненных работ по пласту IV верейского горизонта Белопольского месторождения собрана, систематизирована и проанализирована имеющаяся по состоянию на 01.01.2016 геолого-геофизическая информация.

В данной работе в скважине 18 месторождения по материалам БК определено удельное сопротивление пород-коллекторов верейского горизонта (пласт IV) и далее по зависимостям $R_p=f(K_p)$, $R_n=f(K_n)$, полученным в результате исследований на керне, заново рассчитано значение $K_{нг}$, которое составило 0,65. Это значение рекомендовано для оперативного пересчета запасов нефти по залежи.

В результате уточнения коэффициента нефтенасыщенности прирост запасов нефти составил 14%, что позволило при сохранении существующих темпов отбора нефти повысить обеспеченность добычи запасами до 10 лет.

Используемые методы и приёмы интерпретации ГИС показали высокую эффективность применительно к породам-коллекторам верейского горизонта изучаемой площади, что подтверждено результатами исследования керна и проведения испытаний пластов в скважинах.