

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

Кафедра геофизики

Определение характера насыщения пластов – коллекторов по данным
газового каротажа в условиях применения промывочной жидкости на
углеводородной основе
автореферат бакалаврской работы

студента 5 курса 501 группы
специальности: 05.03.01 «геология»
геологического факультета
Максина Анатолия Эдуардовича

Научный руководитель
к.г.-м.н., доцент

подпись, дата

Б.А. Головин

Зав. кафедрой
к.г.-м.н., доцент

подпись, дата

Е.Н. Волкова

Саратов 2018

Ведение. Бурение скважин на Уренгойском месторождении характеризуется некоторыми специфическими особенностями, в частности для того чтобы лучше сохранить коллекторские свойства, полностью исключить снижение нефтепроницаемости призабойной зоны, для устойчивости покрышки, предотвращения размыва, предотвращения коррозионного воздействия промывочной жидкости на скважинное и наземное оборудование, применяется раствор на углеводородной основе (РУО) MEGADRIL. Но применение раствора на углеводородной основе MEGADRIL, в состав которого входит дизельное топливо, что приводит к осложнению интерпретации данных газового каротажа.

Целью выпускной квалификационной работы является выбор наиболее эффективной методики в данных геологических условиях. Для достижения указанной цели были поставлены следующие задачи:

- изучить детальное геологическое строение района работ;
- рассмотреть теоретические основы проведения газового каротажа в условиях применения РУО (раствора на углеводородной основе);
- провести сравнение методик интерпретаций данных газового каротажа (ОПУС, РАГ, палетка Пикслера, «Базовый треугольник», флюидных коэффициентов);
- произвести выбор оптимальных методик интерпретации данных газового каротажа.

Объектом изучения является Уренгойское газоконденсатное месторождение Уренгойское нефтегазоконденсатное месторождение в административном отношении находится на территории Пуровского района Ямало-Ненецкого автономного округа.

Бакалаврская работа состоит из введения, 3 глав, заключения и содержит 60 страниц текста, 8 таблиц, 11 рисунков, 5 графических приложений. Список использованных источников включает 12 наименований.

Основное содержание работы. Планомерное изучение территории осуществлялось в 1952–1955 гг. экспедициями ВСЕГЕИ, ВАГТ и НИИГА в процессе геологического картирования масштаба 1:1 000 000. Были пробурены первые колонковые скважины, вскрывшие четвертичные и палеогеновые отложения, изучены обнажения пород этого возраста и разработана детальная стратиграфическая схема четвертичных образований.

Состояние эксплуатационного фонда скважин Уренгойского месторождения составляет более 1300 скважин. Добыча природного газа в 2007 году составила 223 млрд кубометров. В декабре 2008 года - 6 трлн кубометров газа. Это мировой рекорд, официально зарегистрированный в сентябре 2009 года «Книгой рекордов России» в разделе «самое большое количество газа, добытое одним предприятием из недр одного месторождения».

Общие геологические запасы оцениваются в 16 трлн м³ природного газа. Остаточные геологические запасы составляют 10,5 трлн м³ природного газа и 65,63 % от общих геологических запасов Уренгойского месторождения.

В геологическом строении Уренгойского НГКМ принимают участие породы фундамента, представленные допалеозойскими и палеозойскими метаморфическими породами и отложениями платформенного чехла, сложенными полифациальными терригенными песчано – глино – алевролитовыми породами палеозойского и мезозойско-кайнозойского возрастов.

Уренгойское месторождение приурочено к Уренгойскому мегавалу, имеющий преимущественно субмеридиональное простирание, в северной части ориентирован субширотно. Эта наиболее крупная положительная структура (170 × 120 км) представляет собой единую сложную складку. В северной части выделены Енъяхинское и Песцовое куполовидные поднятия, а на юге – Южно-Уренгойский малый вал.

Мегавал четко прослеживается по всем отражающим сейсмическим горизонтам. Подошва юрских образований фиксируется на глубинах от 5200

до – 6200 м. По кровле юрковской свиты мегавал превращается в структурный нос. Формирование структуры происходило унаследованно.

В центральной ее части в берриасе и раннем валанжине увеличение амплитуд шло быстрее, чем на севере. С позднего валанжина преобладали неравномерные восходящие движения. Рост замедлился в маастрихт-датское время. В олигоцене и плиocene структура консолидировалась в единый мегавал.

На месторождении открыты залежи углеводородов в отложениях от сеноманских до нижнеюрских включительно, в структурных и структурно-литологических ловушках. В плане соотношение полей распространения коллекторов ачимовской толщи с контуром продуктивности основного неокомского горизонта БУ101-2 и сеноманской газовой залежи. Поле газоносности ачимовских отложений по имеющимся данным лишь своей западной частью перекрывается неокомским контуром, в основной же части распространяется восточнее, в пределах восточного склона Уренгойского вала.

В пределах Уренгойского района наибольший этаж нефтегазоносности установлен на Уренгойском месторождении, где глубоким бурением были вскрыты отложения всего осадочного чехла. Во многих скважинах вскрыты отложения ачимовской толщи, верхней, средней юры, а в отдельных и нижней юры, которые также оказались продуктивными.

Методика проведения геолого-технологических исследований, методика проведения газового каротажа и методы интерпретации данных газового каротажа с целью оценки характера насыщения пластов-коллекторов.

Геолого-технологические исследования (ГТИ) скважин – это комплексные исследования содержания, состава и свойств пластовых флюидов и горных пород в циркулирующей промывочной жидкости, а также характеристик и параметров технологических процессов на различных этапах строительства скважин с привязкой результатов исследований ко времени

контролируемого технологического процесса и к разрезу исследуемой скважины [1].

Станция ГТИ представляет собой информационно-измерительную систему, обеспечивающую непрерывное получение данных об изменении физических параметров анализируемых сред и объектов на всех этапах строительства скважины. Эта система состоит из группы каналов измерения. Метрологическое обеспечение ГТИ должно осуществляться в соответствии с ГОСТ Р 53375-2016 [2].

ГТИ проводятся с использованием взаимосвязанных ресурсов, включающих персонал, технические средства, средства и методики калибровки, средства обслуживания оборудования, технологию и методики исследований. Процесс исследований начинается преобразованием измеряемых физических величин в информационные сигналы в датчиках в местах их установки, а заканчивается предоставлением полученной и обработанной информации другим участникам процесса строительства скважины [3,4].

С целью оптимизации получения геолого-геофизической информации проводят выбор и корректировку интервалов отбора керна, шлама, образцов грунтов, испытания пластов, а также интервалов, методов и времени проведения геофизических исследований в скважинах [5].

Для решения геологических задач применяется типовой комплекс исследований, включающий методы изучения шлама, керна, промывочной и пластовой жидкости, параметров бурения.

В этот комплекс входят (в порядке очередности поступления информации из скважины): 1) механический каротаж; 2) фильтрационный каротаж; 3) газовый каротаж в процессе бурения; 4) геолого-геохимические исследования шлама и керна [6,7,8,9,10].

В настоящее время в бурении скважин Уренгойского месторождения все больше находят свое применение растворы на углеводородной основе. На применение данных растворов оказывает влияние множество факторов, одним из наиболее важных является лучшая сохранность коллекторских свойств

продуктивного горизонта, по сравнению с результатами применения растворов на водяной основе.

Требованиям, обеспечивающим высокое качество вскрытия продуктивных пластов, удовлетворяют растворы на углеводородной основе (РУО). Использование РУО позволяет практически полностью исключить снижение нефтепроницаемости призабойной зоны скважины. Несущей средой этих растворов является углеводородная, по физико-химическим свойствам родственная углеводородному флюиду, насыщающему продуктивный пласт, и, следовательно, не образующая при их взаимодействии малоподвижных смесей, блокирующих поровое пространство призабойной зоны скважины [11].

На Уренгойском месторождении на скважинах № 101, 102, 103 применили эмульсию дизельного топлива с водой (при содержании воды до 10-20%).

Интерпретации результатов газового каротажа в указанных геолого-технологических условиях испытывает серьезные трудности. Анализ литературных данных (ОПУС, РАГ, палетка Пикслера, «Базовый треугольник», «Геолог») ряда отечественных и зарубежных авторов, которые решают задачу определения характера насыщения по данным газового каротажа приведён ниже.

Методика «Запсибнефтегеофизики» - Э. Е. Лукьянов предложил найти один обобщенный газовый коэффициент, с помощью которого можно было бы с большой вероятностью определить характер насыщения залежи. Для этой цели им был предложен обобщенный показатель углеводородного состава (ОПУС).

Методика (РАГ) «Саратовнефтегеофизики» 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. Состав газа 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. При этом качественно различающиеся пласты имеют определенный характер сопоставимости.

Методика палетки Пикслера. При построении графика «палетки Пикслера» используются данные газового каротажа: C1, C2, C3, C4, C5, и сумма газов (Cn). Данные строятся для каждой точки записи. На каждой из 4 вертикальных линеек в логарифмическом масштабе соответственно ставится отметка со значением определённого коэффициента, затем эти отметки соединяются ломаной линией.

Методика «Базовый треугольник». При наличии в исследуемом районе большого объема фактического материала по газовому каротажу можно на основе статистической обработки геохимической информации и данных испытаний пластов-коллекторов определить граничные значения флюидных коэффициентов для продуктивных и непродуктивных пластов и на трехкоординатной диаграмме выделить так называемую продуктивную область значений флюидных коэффициентов - область S. При незначительном объеме фактического материала по ранее пробуренным на площади скважинам с помощью трехкоординатной диаграммы можно судить только о характере насыщения коллектора (нефть, газ).

Методика флюидных коэффициентов «Geolog» основана на одновременном использовании следующих параметров, которые строятся в функции глубины:

$$W_h = 100 * (C_2 + C_3 + C_4 + C_5) / (C_1 + C_2 + C_3 + C_4 + C_5);$$

$$V_h = (C_1 + C_2) / (C_3 + C_4 + C_5)$$

$$C_h = (C_4 + C_5) / C_3.$$

где W_h – коэффициент влажности, измеряющий соотношение тяжелых компонентов и указывающий на их концентрацию в перспективном пласте; V_h – коэффициент баланса, показывающий соотношение тяжелых компонентов по отношению к легким (метан и этан) и с учетом коэффициента влажности

повышающий уровень достоверности интерпретации; C_h - коэффициент характера, не учитывающий легкие углеводородные компоненты (метан и этан), а сравнивающий концентрацию тяжелых. С его помощью подтверждается наличие УВ и улучшается распознавание в случаях насыщения очень влажным газом или высокой концентрацией нефти [12].

Объектами исследования являются скважины 101, 102 и 103, эксплуатационные, наклонно-направленные с субгоризонтальным окончанием с максимальными зенитными углами до 90°.

Продуктивные пласты-коллекторы в разрезе скважины 101 Уренгойского месторождения выделены пласты в интервалах 4055-4078м/ 3706-3712м (верт); 4089-4390м/ 3716-3756м (верт); 4468-4548м/ 3768-3777м (верт); 4627-4640м/ 3781-3782м (верт); 4664-5360м/ 3784-3801м (верт) по данным газового каротажа и представлены песчаниками кварцевыми, местами уплотненными, светло-серого цвета, мелко- среднезернистыми, на карбонатно-глинистом цементе (разбуренные до отдельных зерен кварца), слабой крепости. Превышение газовых аномалий относительно фоновых показаний до 40раз. Показания в аномальных участках и будут использованы для расчета по различным методикам интерпретации газового каротажа. Анализ результатов интерпретации газового каротажа скважины 101 - методики ОПУС, РАГ, «базовый треугольник» - показали газ, методика «палеток Пикслера» показала неясный характер насыщения, а по данным методики «флюидных коэффициентов» - нефть.

Продуктивные пласты-коллекторы в разрезе скважины 102 Уренгойского месторождения выделены пласты в интервалах 4052,99-4451,47м/ 3678-3732м (верт); 4556,08-4600м/ 3758-3761м (верт); 4622,49-4783,61м/ 3770-3781м (верт); 4852-5556м/ 3790-3810м (верт) по данным газового каротажа и представлены песчаниками кварцевыми, местами уплотненными, светло-серого цвета, мелко- среднезернистыми, на карбонатно-глинистом цементе (разбуренные до отдельных зерен кварца), слабой крепости. Превышение газовых аномалий относительно фоновых показаний до 55раз. Показания в аномальных участках и

будут использованы для расчета по различным методикам интерпретации газового каротажа. Анализ результатов интерпретации газового каротажа скважины 102 - методики ОПУС, РАГ, «базовый треугольник» - показали газ, методика «палеток Пикслера» показала неясный характер насыщения, а по данным методики «флюидных коэффициентов» - нефть.

Продуктивные пласты-коллекторы в разрезе скважины 103 Уренгойского месторождения выделены пласты в интервалах 4033,04 - 4093,83м/ 3712-3729м (верт); 4117,57 - 4144,58м/ 3737-3742м (верт); 4171,45 - 4189,85м/ 3747-3750м (верт); 4493,19 - 5669,4м/ 3772-3752м (верт) по данным газового каротажа и представлены песчаниками светло-серыми, мелко и среднезернистыми, на карбонатно-глинистом цементе, слабой крепости; алевролитами серыми, светло-серыми, среднезернистыми, средней крепости. Превышение газовых аномалий относительно фоновых показаний до 70раз. Показания в аномальных участках и будут использованы для расчета по различным методикам интерпретации газового каротажа. Анализ результатов интерпретации газового каротажа скважины 103 - методики ОПУС, РАГ, «базовый треугольник» - показали газ, методика «палеток Пикслера» показала неясный характер насыщения, а по данным методики «флюидных коэффициентов» - нефть.

Заключение. По данным проведенной интерпретации результатов газового каротажа можно сделать вывод о характере насыщения по совокупности методик – газовый. Следует отметить, что при строительстве скважин Уренгойского месторождения применяется буровая промывочная жидкость на РУО (раствор на углеводородной основе MEGADRIL). С учетом влияния на газовый каротаж буровой промывочной жидкости РУО выделяется ряд методик определения характера насыщения пластов коллекторов по данным газового каротажа применимых для данного месторождения - методика «Запсибнефтегеофизики», методика раздельного анализа газа (РАГ), «Базовый треугольник». Методики - палетки Пикслера, Флюидных коэффициентов показали неудовлетворительные результаты.

В данной работе изучены особенности геологическое строение, тектоника и нефтегазоносность Уренгойского месторождения, даны характеристики продуктивных горизонтов. Рассмотрены следующие методики характера насыщения по данным газового каротажа: методика «Запсибнефтегеофизики», методика «Саратовнефтегеофизики» (РАГ), палетки Пикслера, «Базовый треугольник», методика Флюидных коэффициентов «Geolog». Рассматриваемые методики применены на результатах газового каротажа скважин 101, 102 и 103 Уренгойского месторождения. По результатам интерпретаций газового каротажа построена корреляционная схема скважин 101, 102 и 103 Уренгойского месторождения.

Подводя итоги можно сделать вывод, что эффективными методиками интерпретации газового каротажа в условиях использования промывочной жидкости на углеводородной основе – РУО, является методика «Запсибнефтегеофизики» (ОПУС), поскольку только эта методика при интерпретации данных учитывает легкие газы.