

ВВЕДЕНИЕ

Геолого-технологические исследования проводятся непосредственно в процессе бурения скважины и решают комплекс геологических и технологических задач, направленных на оперативное выделение в разрезе бурящейся скважины перспективных на нефть и газ пластов-коллекторов, изучение их фильтрационно-ёмкостных свойств и характера насыщения, оптимизацию отбора керна, экспрессное опробование и изучение методами ГИС выделенных объектов, обеспечение безаварийной проводки скважин и оптимизацию режима бурения.

Геолого-технологические исследования выполняются в процессе строительства скважины, без остановок процесса бурения, что является неоспоримым преимуществом перед стандартными методами исследований.

Целью написания дипломной работы является выделение пластов-коллекторов по данным ГТИ, определение характера насыщения продуктивных коллекторов в разрезе одной из скважин Уренгойского месторождения.

Для достижения указанной цели в процессе написания данной работы будут решены следующие задачи:

- изучение комплексов геолого-геохимических исследований;
- изучение основ газового каротажа;
- изучение методики выделения коллекторов;
- изучение методик определения характера насыщения;
- определение фоновых показаний результатов ГТИ;
- выделение зон аномалий по данным ГТИ;
- определение потенциально перспективных интервалов;

- определение характера насыщения.

Материалом для отчёта послужили данные по скважине Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

В первом разделе **геолого-геофизическая характеристика района работ** указано, что Уренгойское нефтегазоконденсатное месторождение расположено в 50 км к С.-З. от пос. Уренгой Тюменской обл. РСФСР. Входит в Западно-Сибирскую нефтегазоносную провинцию

В подразделе 1.2 **стратиграфическое расчленение разреза по данным ГТИ** дано описание оперативного стратиграфического расчленения вскрываемого разреза произведённого с привлечением данных ГТН и данных привязочного каротажа по скважине.

В подразделе 1.3 **тектоника** указано, что месторождение приурочено к пологой симметричной брахиантиклинальной складке субмеридионального простирания в пределах Нежнепурского вала, протяжённость которого 200 км, шириной до 30 км. Структура осложнена двумя куполами: южным (Уренгойским) с амплитудой 220 м и северным (Ен-Яхинским) с амплитудой 80 м.

В подразделе 1.4 **нефтегазоносность** обозначено, что в верхнемеловых породах (сеноман, уренгойская свита) обнаружена газовая залежь высотой 230 м. Продуктивные отложения представлены песчаниками с линзовидными прослоями алевролитов и глин. Коллекторы гидродинамически связаны между собой и образуют ловушку массивного типа. Пористость коллекторов 25-30%, проницаемость до 1750 мД. Покрышкой залежи являются глинистые породы верхнего мела и палеоцена общей мощностью до 670 м. ГВК находятся на отметке -1198 м. Начальное пластовое давление 12,1 МПа, температура 31°С. В нижнемеловых отложениях выявлено св. 25 залежей газового конденсата, в т.ч. 7 с нефтяными оторочками.

Продуктивные пласты представлены чередованием песчаников, алевролитов и аргиллитов с резкой литологии, изменчивостью. Эффективная мощность коллекторов 1,6-69,2 м.

Во втором разделе **методика проведения геолого-технологических исследований** описана методика проведения геолого-технологических исследований показаны нестандартные и аварийные ситуации, возникающие при строительстве скважины.

По целевому назначению основные задачи ГТИ подразделяются на: геологические, технологические, планово-экономические, научно-исследовательские (экспериментальные) и информационные.

В подразделе 2.1 **технологические исследования** описано, что Для решения поставленных задач используется станция ГТИ «СНГС-300» предназначенная для сбора, обработки, анализа и регистрации геолого-технологической информации при проведении буровых и ремонтных работ на скважине, а также в процессе ее эксплуатации в реальном времени.

Станция «СНГС-300» включает в себя набор датчиков (преобразователей) ГТИ, измерительные модули и измерительные устройства, устройство сбора данных УСО, газоанализатор, суммарный газоанализатор и персональный компьютер с программным обеспечением.

В подразделе 2.2 **геологические исследования** указано, что Инструментом геолого-геохимических исследований используются макро- и микроописание пород, определение карбонатности пород, люминесцентно-битуминозный анализ пород. Также важным инструментом для решения задачи выделения коллектора и характера насыщения является газовый каротаж по данным непрерывной дегазации бурового раствора на устье скважины, а также по данным термо-вакуумной дегазации проб шлама и бурового раствора.

В подразделе 2.3 **оценка продуктивности коллектора по данным ГТИ** описано, что по результатам исследования методами обязательного комплекса ГТИ критериями наличия нефтегазонасыщенных пластов в разрезе являются:

- Аномальное увеличение газонасыщенности бурового раствора и $\Gamma_{х.пр}$ (в 2 и более раза больше фоновых значений) по газовому каротажу;
- Относительный состав газа, идентичный составу газа для продуктивных пластов исследуемой площади;
- Увеличение нефтебитумосодержания до 3 баллов;
- Пористость средняя и высокая.

В подразделе 2.4 **методики определения характера насыщения** приведено описание двух методик определения характера насыщения пластов-коллекторов - методика «Запсибнефтегеофизики» и методика палеток РАГ.

В третьем разделе **результат работ** указано, что материалом для исследования послужили данные проведенных геолого-технологических исследований по одной из скважин Уренгойского газоконденсатного месторождения.

В подразделе 3.1 **определение фоновых показаний** описано, что в работе проанализированы временные и глубинные диаграммы ГТИ. По временным диаграммам отслеживалось изменение параметров и развитие процесса, по глубинным диаграммам проводился анализ разреза скважины.

В подразделе 3.2 **выделение зон с признаками продуктивности по данным ГТИ** указано, что после определения фоновых показаний по данным геолого-геохимических исследований, было проведено исследование данных ГТИ по совокупности выше описанных признаков для выделения аномальных зон.

По результатам которого, в разрезе скважины выделено 4 аномальные зоны (3730-3756м, 3732-3756м, 3769-3815м, 3833-3835м, 3870-3885м), в которых отмечалось увеличение газосодержания буровой промывочной жидкости и удельной газонасыщенности шлама, а так же смена свечения по ЛБА.

- 3730-3756м песчаник, алевролит (в керне разрушен, на поверхность не поднят), отмечен газовой аномалией до 25% абс, 10-кратным снижением параметра ДМК, люминесценция окружающих пластов 4 Ж МСБ, люминесценция по шламу 2-3 БГ ЛБ.

- 3769-3815м песчаник, алевролит (в керне поднят частично) отмечен газовой аномалией до 25% абс, 10-кратным снижением параметра ДМК, люминесценция 3 БГ ЛБ, удельная газонасыщенность 3,16 см³/дм³, запах УВ в керне.

- 3833-3835м песчаник, отмечен газовой аномалией до 9% абс, 4-кратным снижением параметра ДМК, люминесценция 4 Ж МСБ, удельная газонасыщенность до 10 см³/дм³, присутствие битуминозности и слабый запах УВ в керне.

- 3870-3885м песчаник, алевролит, отмечен газовой аномалией до 6% абс, 5-кратным снижением параметра ДМК, люминесценция 3-4 Ж МСБ, удельная газонасыщенность до 5 см³/дм³, присутствие битуминозности и слабый запах УВ в шламе.

В подразделе 3.3 **определение характера насыщения**, после определения перспективных интервалов было проведено определения характера насыщения по двум вышеописанным методикам.

В результате расчёта в программе EXEL была построена таблица данных, находящаяся в приложение 5, в которой были занесены: глубина, абсолютное и относительное газосодержание бурового раствора и полученные значения параметра ОПУС. Так в интервале 3730 – 3756м значения составляли от 431 до 1322, 3769-3815м – 217-1841, 3833-3835м – 258-1019, 3870-3880 – 190-647, 3880-3885 – 11-89. Определён характер насыщения выделенных ранее объектов - 3730 – 3756м, 3769-3815м, 3833-3835м, 3870-3880 – газоконденсат, 3880-3885 - воды, контактирующие с залежью. Полученные результаты были сравнены с данными ГИС. Сравнение

показало, что во всех выделенных интервалах характер насыщения коллекторов методикой ОПУС определён корректно.

При построении палеток РАГ, отражённые на рисунке 6, было выявлено, получены следующие результаты - 3730 – 3756м - газ, 3769-3815м - газ, 3833-3835м - газ, 3870-3880 - газ, 3880-3885- газ. Полученные результаты были сравнены с данными ГИС. Сравнение показало, что не во всех выделенных интервалах характер насыщения коллекторов методикой построения палеток раздельного анализа газа определён корректно – породы в интервале 3880-3885м определены как насыщенные газом, однако по данным ГИС они определены как насыщенные водой.

По итогам совокупного анализа данных геолого-технологических и геохимических исследований и исследований керна (в частности ЛБА) выделены перспективные зоны в интервалах 3730-3756м, 3732-3756м, 3769-3815м, 3833-3835м, 3870-3885м, в которых отмечалось увеличение газосодержания буровой промывочной жидкости и удельной газонасыщенности шлама, а так же смена свечения по ЛБА.

В перечисленных интервалах было проведено определение характера насыщения отложений в этих интервалах на данном этапе по данным методики ОПУС4. По данным этого сравнения был определён характер насыщения выделенных ранее объектов - 3730 – 3756м, 3769-3815м, 3833-3835м, 3870-3880 – газоконденсат, 3880-3885 - воды, контактирующие с залежью. Сравнение результатов с данными ГИС показало, что во всех выделенных интервалах характер насыщения коллекторов методикой ОПУС определён корректно.

На следующем этапе выполнено построение палетки РАГ, и проведён её анализ, который показал следующие результаты - 3730 – 3756м - газ, 3769-3815м - газ, 3833-3835м - газ, 3870-3880 - газ, 3880-3885- газ. Сравнение с данными ГИС показало, что породы в интервале 3880-3885м определены как

по методике палеток РАГ как насыщенные газом, однако по данным ГИС они определены как насыщенные водой. Дальнейший анализ позволил установить, что по результатам интерпретации при помощи палетки РАГ, практически весь разрез скважины, в том числе вне зон с признаками продуктивности, попадает в зону газонасыщенного пласта. Данный факт делает не возможным интерпретацию данных газового каротажа по этой методике в данных горно-геологических условиях.

Отдельно следует отметить, что в результате проведённых в дипломной работе исследований удалось отследить вероятное положение газо-водяного контакта в исследуемой скважине на глубине 3880-3884м.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

При написании дипломной работы были поставлены следующие задачи - изучить геологическое строение, комплекс геолого-геохимических исследований и основ газового каротажа, определить фоновые и аномальные показания по данным геолого-геохимических исследований и газового каротажа и выделить потенциально перспективные интервалы в разрезе скважины Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения, определить прогнозный характер насыщения при помощи методики Э.Е. Лукьянова ОПУС4 и методики палетки РАГ.

В результате проведенных исследований в разрезе скважины выделены перспективные зоны в интервалах 3730-3756м, 3732-3756м, 3769-3815м, 3833-3835м, 3870-3885м, в которых отмечалось увеличение газосодержания буровой промывочной жидкости и удельной газонасыщенности шлама, а также смена свечения по ЛБА. В перечисленных интервалах было проведено определение характера насыщения отложений в этих интервалах методиками ОПУС4 и РАГ. Сравнение результатов с данными ГИС показало, что во всех выделенных интервалах характер насыщения коллекторов методикой ОПУС4 определён корректно, тогда как методика РАГ давала искаженные влиянием мощных газонасыщенных пластов результаты.

В результате исследования подтверждена эффективность методики определения характера насыщения ОПУС4 Э.Е. Лукьянова, при применении в условиях Западной Сибири. Методика может быть рекомендована к применению.

Вместе с тем продемонстрирована неприменимость классической методики РАГ (с граничными коэффициентами для Среднего Поволжья) в исследуемых геологических условиях и показана необходимость изменения её граничных коэффициентов с целью адаптации под район работ.