

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

Кафедра геофизики

«РЕАЛИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИИ ГТИ С ЦЕЛЬЮ ГЕОНАВИГАЦИИ
ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СТВОЛОВ СКВАЖИН
(НА ПРИМЕРЕ МАРТОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
САМАРСКОЙ ОБЛАСТИ)»
АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

Студента 5 курса 521 группы
направление 05.03.01 геология
геологического ф-та
Емельянова Петра Дмитриевича

Научный руководитель

К. г.-м.н., доцент

Б.А. Головин

подпись, дата

Зав. кафедрой

К. г.- м.н., доцент

Е.Н. Волкова

подпись, дата

Саратов 2018

Введение. За последние 20 лет доля крупных месторождений, среди вновь открываемых, снизилась с 15 до 10 % [1]. При этом ухудшаются коллекторские свойства продуктивных отложений и качественный состав насыщающих их флюидов. Высокая выработанность запасов углеводородов (УВ) обуславливает обводненность продукции и снижение дебитов скважин. Из-за несовершенства техники и технологии разработки нефтеотдача нефтегазовых пластов не превышает 30-40 %. Более полное извлечение углеводородов из пластов является важной экономической задачей.

Один из способов решения этой задачи кроется в технологии вскрытия и разработки залежей УВ наклонно-направленными и горизонтальными скважинами (ННГС), получившей бурное развитие с начала 90-х годов прошлого столетия и с тех пор неизменно увеличивающей своё присутствие в соответствии с рисунком 1 [2].

Вскрытие продуктивной толщи направленными, в том числе горизонтальными и разветвленно-горизонтальными скважинами, позволяет:

- повысить продуктивность скважины за счет увеличения площади фильтрации;

- продлить период безводной эксплуатации скважин;

- увеличить степень извлечения углеводородов на месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки;

- повысить эффективность закачки агентов в пласты;

- вовлечь в разработку пласты с низкими коллекторскими свойствами и с высоковязкой нефтью;

- освоить труднодоступные нефтегазовые месторождения, в том числе морские;

- улучшить технологию подземных хранилищ газа.

Учитывая, что ННГС как объекты исследования по сложности ничуть не уступают поисково-разведочным скважинам, при их изучении должен применяться весь накопленный на сегодня арсенал как технических, так и

программно-методических средств исследования скважин, в том числе геолого-технологических методов (ГТИ).

Вместе с тем, проведение ГТИ в горизонтальных скважинах имеет некоторые особенности и требует изменения приоритетности решения задач ГТИ в сторону тех методов и способов, которые позволяют оперативно корректировать траекторию ствола горизонтальной скважины.

Отечественный опыт бурения горизонтальных скважин показал резкое снижение информативности одного из базовых методов ГТИ – механического каротажа, особенно в условиях карбонатного разреза [3].

В то же время согласно результатам опытно-методических работ, выполненных в ряде скважин, наиболее информативными методами ГТИ являются газовый каротаж, методы анализа вещественного и элементного состава шлама, детальный механический каротаж. По данным ДМК хорошо расчленяется горизонтальная часть ствола в терригенном разрезе Западной Сибири.

В соответствии с вышеизложенным целью настоящей работы является оценка возможностей и выбор информативных методов ГТИ для ведения геонавигации горизонтального участка ствола скважины.

Для достижения указанной цели в работе решаются следующие задачи:

- Изучение геологического строения разреза месторождения и перспективных отложений;
- Описание соответствующих методических и технических средств ГТИ;
- Реализация выбранных методов в конкретных геологических условиях.

Полигоном для проведения работ явилась одна из скважин Мартовского месторождения Самарской области.

Основное содержание работы. Краткая характеристика района работ

В административно-географическом отношении Мартовское нефтяное месторождение расположено на севере Самарской области на территории Шенталинского района, в 12 км к юго-западу от районного центра пос. Шентала

Осадочный чехол в районе Мартовского месторождения представлен отложениями девонской, каменноугольной и пермской систем, перекрытыми маломощными четвертичными образованиями. Мощность осадочного чехла составляет 1800-2000 м.

Нефтегазоносность

В соответствии со схемой нефтегазогеологического районирования месторождение находится на территории Южно-Татарской нефтегазоносной области Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (ВУНГП) [5] как это показано в Приложении 2.

В отложениях палеозоя ВУНГП выделяют восемь продуктивных литолого-стратиграфических комплексов пород, в кровле каждого из которых залегают плохо проницаемые породы, играющие роль покрышек – глинистые, глинисто-карбонатные или ангидритово-галогенные породы.

- I - девонский (эйфельско-нижнефранский) терригенный;
- II - верхнедевонско-нижнекаменноугольный карбонатный;
- III - нижнекаменноугольный (косьвинско-тульский) терригенный;
- IV - ниже-среднекаменноугольный (окско-башкирский) карбонатный;
- V - среднекаменноугольный (верейский) карбонатно-терригенный;
- VI - средне-верхнекаменноугольный (каширско-подольско-мячковско-гжельский) карбонатный;
- VII - нижнепермский карбонатный;
- VIII - верхнепермский карбонатно-терригенный.

В непосредственной близости от Мартовского месторождения разведаны Славкинское, Кельвейское, Широкодольское месторождения нефти, на которых промышленно-нефтеносными являются терригенные отложения бобриковского горизонта (пласт Б2) визейского яруса каменноугольной системы.

Наклонно-направленные и горизонтальные скважины как объект исследования

В последние годы особое внимание заинтересованных структур обращено на методы разработки нефтяных и газовых месторождений горизонтальными (ГС), наклонно-направленными (ННС) скважинами, а также бурение боковых стволов (БГС). Применение этих технологий бурения позволяет.

- а) существенно повысить рентабельность капитальных вложений добывающих предприятий;
- б) значительно увеличить период «незаводненной» эксплуатации, снизить депрессию на пласт;
- в) сократить простаивающий фонд скважин, ввести в эффективную промышленную эксплуатацию забалансовые запасы;
- г) вести экологически безопасное и низкзатратное освоение шельфовых месторождений;
- д) проводить разведку и эксплуатацию месторождений в природоохранных зонах;
- ж) не допустить «проедания» ранее разведанных запасов;
- е) ввести в эффективную промышленную эксплуатацию трудноизвлекаемые и обводненные запасы.

Отечественная и мировая практика показала, что применение этих методов позволяет увеличить дебиты скважин в 3-8 раз и вывести простаивающий фонд, который в России насчитывает десятки тысяч скважин, на рентабельный уровень добычи.

Основная цель внедрения горизонтального бурения – это разработка

нефтяных и газовых месторождений системой горизонтальных скважин для увеличения КИН при минимальных затратах в возможно короткие сроки.

Геолого-технологические исследования в процессе бурения горизонтальных и наклонно-направленных скважин

Основными особенностями проведения ГТИ горизонтальных скважин являются:

1. Изменение приоритетов решения задач ГТИ в сторону тех методов и приемов, которые позволяют оперативно корректировать траекторию ствола горизонтальной скважины.
2. Среди методов и приемов ГТИ предпочтение должно быть отдано методам и приемам, информация от которых достигает наземных приемников информации в кратчайшее время, что позволяет поднять оперативность принимаемых решений

Наиболее информативными из стандартных методов ГТИ являются методы анализа шлама и газовый каротаж. При отборе и анализе шлама квалифицированными специалистами гарантировано получение ценной оперативной геологической информации. Интервал отбора проб шлама при этом не должен превышать 3-5 м, а при вскрытии продуктивного пласта – 1-2 м.

Газовый каротаж позволяет уверенно отмечать момент вскрытия кровли коллектора и в комплексе с исследованиями шлама контролировать положение долота при прохождении горизонтального участка.

Исследования шлама

Макро- и микроскопические исследования являются визуальными методами определения литологического состава и других особенностей пород по шламу.

Успешное решение геологических задач с использованием информации по шламу может быть осуществлено, если при проводке скважины соблюдаются следующие основные условия и требования:

- режим промывки обеспечивает подъем выбуренного шлама с забоя скважины до места сбора, режим бурения – объемное разрушение пород долотом;

- после прекращения бурения перед подъемом инструмента циркуляция продолжается в течение времени, необходимого для выноса шлама с забоя до поверхности;

- шлам отбирается по всему исследуемому интервалу в строго определенном месте одним и тем же способом.

Окончательная привязка шлама к истинным глубинам производится путем корреляции литологических колонок, построенных по шламу, и данных промыслово-геофизических исследований.

В процессе бурения скважины выносимый шлам частично оседает в желобе, остальной выносится на вибросита. На вибросита попадают, как правило, более мелкие фракции шлама, с которыми трудно работать при микроописании, но, в то же время, шлам на ситах содержит наибольшее количество основной породы. Таким образом, необходимо отбирать шлам, как в желобе, так и на ситах, используя шлам, взятый на ситах, для более точного определения основной породы, если размеры фракции не позволяют проводить с ним другие исследования.

Выделение в шламе основной породы

Выделение основной породы производится тремя способами.

Способ шлагограмм

Выделение основной породы базируется на использовании зависимостей между типом разреза и особенностями в строении шлагограмм.

Различают четыре основных типа разреза

I тип (а) – это литологически однородная толща карбонатных или терригенных пород, достигающая по мощности десятков и сотен метров. Как правило, такому разрезу соответствует шлагограмма, представленная на 80-100% основной породой А. Обвальная порода В составляет небольшой

процент (до 20%) и равномерно колеблется по всему разрезу.

Если описываемый тип разреза только что вскрыт, обвальная порода в составе шламограммы может быть значительной (до 80-90%) и по мере углубления забоя количество ее снижается, а основной постепенно увеличивается.

II тип (б) - чередование литологически однородных пластов средней мощности (15-40 м). На шламограмме наблюдается резкое увеличение (до 60-70%) концентраций отдельных литологических разновидностей пород С. Первое появление данной литологической разности в пробе отмечается как ее кровля. Нижней границей является глубина, с которой концентрации исследуемой породы начинают снижаться.

III тип (в) - представлен частым чередованием литологически разнородных пластов небольшой мощности (от 3-5 до 10-12 м). Обычно это чередование песчаников (реже известняков) с глинами, аргиллитами.

Начало разбуривания различных пластов фиксируются появлением новой литологической разности. Как правило, это песчаники, содержание их с углублением скважины сравнительно невелико (не более 10-20%). Подошва пластов отмечается по уменьшению поступления в шламовую смесь соответствующей литологической разновидности.

IV тип (г) - представлен литологически разнородным разрезом (с 3-4 литологическими разностями), сложенным рыхлыми породами, которые обуславливают образование значительных объемов обвальных пород (песчаников, известняков, глин и т.д.).

Данный тип характеризуется наличием в пробе шлама примерно одинаковых концентраций нескольких литологических разностей. Выделение основной породы и определение типа разреза по шламограмме становится практически невозможным.

Карбонатометрия шлама и керна

В основу анализа заложен принцип взаимодействия кальцита и доломита с соляной кислотой с выделением углекислого газа. Карбонатность

породы определяется по реакции с соляной кислотой: у известняков при взаимодействии с ней наблюдается бурное выделение пузырьков углекислого газа; доломиты, по внешнему виду часто не отличимые от известняка, в куске не вскипают (вскипают в порошке). В результате анализа определяется процентное содержание кальцита, доломита и нерастворимого остатка в карбонатных отложениях. На основании этих данных можно классифицировать породу и получить дополнительное представление о ее физических свойствах.

Анализ производится на карбонатомере. Карбонатомеры основаны на весовом или манометрическом принципе анализа. Техника и методика проведения анализа зависит от типа прибора и описывается в инструкции, прилагаемой к прибору. Ниже приводится техника и методика проведения анализа на манометрическом карбонатомере.

Из основной породы отбирается чайная ложка шлама и истирается в ступке до мукообразного состояния. Для анализа берется навеска 400 мг весом и высыпается в измерительную камеру. В мерный стаканчик наливается 5мл % соляной кислоты. Стаканчик аккуратно устанавливается в мерную камеру. Мерная камера закрывается, при этом резиновая прокладка должна быть смочена водой. Закрывается спускной кран. Стрелка манометра должна находиться на нуле. Одновременно с включением секундомера измерительная камера переворачивается на 90 градусов, так чтобы вся кислота вылилась на исследуемую пробу. Для более полного взаимодействия кислоты с породой бывает необходимо покачать измерительную камеру сразу после её переворота. Первый замер производится через 30 секунд. Снимается значение давления по манометру и по калибровочной таблице определяется процентное содержание кальцита. Второй замер, дающий процентное содержание доломита, производится через 30 минут. Разница между 100% и суммой кальцита и доломита составляет нерастворимый остаток.

Люминесцентно-битуминологический анализ (ЛБА)

Люминесцентно-битуминологический анализ основан на свойстве битумоидов при их облучении ультрафиолетовыми лучами испускать "холодное" свечение, интенсивность и цвет которого позволяет визуально оценить наличие и качественный состав битумоида в исследуемой породе.

Обнаружение, первичная диагностика и выяснение характера распределения в горной породе включают:

- визуальный просмотр шлама на присутствие битумоидов;
- капельно-люминесцентный анализ для определения качественного состава и количественного содержания битумоидов в шламе.

Для визуального просмотра из пробы шлама отбираются сухие частицы основной породы, не загрязненные буровым раствором, и просматриваются под люминесцентным осветителем. Присутствие битумоидов обнаруживается по свечению углеводородов, находящихся в порах и трещинах горных пород, вызванному облучением ультрафиолетовыми лучами.

Размер и интенсивность люминесценции битуминозных веществ зависят от индивидуальных свойств изучаемых веществ и интенсивности возбуждающего света. Учитывая последнее, необходимо по всему исследуемому разрезу применять однотипную аппаратуру со стандартными источниками ультрафиолетовых лучей (длина волны 366 нм) и светофильтрами (УФО-3, УФС-6).

После визуального просмотра шлама производится капельно-люминесцентный анализ, для чего отбирается 5-7 г сухих частиц шлама основной породы. Шлам измельчается в ступке, экстрагируется и в ультрафиолетовых лучах оценивается интенсивность свечения пятна и цвет люминесценции.

Кроме типов битумоидов по капиллярным вытяжкам определяется наличие углеродистых веществ - по появлению на фильтровальной бумаге черных нелюминесцирующих крупинок, серы - по появлению темных

нелюминесцирующих полосок (при дневном свете наблюдаются желтоватые блестки), твердых парафинов – по наличию воскообразного налета.

Для количественной оценки содержания битумоидов в исследуемой пробе в полевых условиях используется пятибалльная система

Газовый каротаж используется для выделения нефтегазосодержащих пластов, выделения зон АВПД, предупреждения выбросов нефти и газа.

При разбурировании газоносных и нефтеносных пород газ, содержащийся в породах, в растворенном состоянии в нефти и в воде переходит в глинистый раствор и с раствором поднимается на поверхность. Здесь газ извлекается из раствора, анализируется; затем регистрируется кривая $\Gamma_{\text{СУМ}}$ — суммарного содержания горючих газов в газовой смеси, поступающей в газоанализатор.

Детальное изучение компонентного состава газа осуществляют на хроматографах, с помощью которых оценивают содержание метана $C_1(C_1H_4)$, этана $C_2(C_2H_6)$, пропана $C_3(C_3H_8)$, бутана $C_4(C_4H_{10})$, пентана $C_5(C_5H_{12})$ и гексана $C_6(C_6H_{14})$.

Количество газа, извлекаемого из глинистого раствора и измеряемого газоанализатором, определяется:

1) содержанием x_r (в мз/мз) газа в единице объема разбуренной породы, величина которого зависит от коэффициента пористости и нефтегазонасыщения породы, пластового давления и газового фактора;

2) количеством газа, поступающего за единицу времени в единицу объема раствора, зависящего от скорости проходки, объемной скорости циркуляции глинистого раствора на забое, разности между гидростатическим давлением глинистого раствора на уровне пласта и пластовым давлением;

3) физическими свойствами раствора: его вязкостью и сорбционными свойствами глин, на которых приготовлен раствор, затрудняющими извлечение газа из раствора дегазатором.

Первая группа факторов определяет количество газа, находящегося в

коллекторе, и дает возможность использовать диаграммы газометрии для выявления газосодержащих пород и оценки их насыщения. Чем выше содержание газа в единице объема разбуренной породы, тем (при прочих равных условиях) значительнее аномалии на диаграммах газометрии скважин.

Вторая и третья группы факторов вызывают искажение диаграмм газометрии. Влияние этих факторов может быть установлено, исходя из уравнения материального баланса, согласно которому количество газа, поступающего из разбуренной породы в раствор, равно количеству газа, эвакуированного с забоя раствором за равный промежуток времени (с).

Количество газа, поступающего с разбуренной породой в раствор, зависит от первоначального и остаточного содержания газа в единице объема породы; диаметра цилиндра выбуренной породы; интервала проходки скважины; продолжительности проходки; пластового давления; проницаемости породы и вязкости глинистого раствора; гидростатического давления раствора на уровне залегания пласта; коэффициента пористости; коэффициента газонасыщенности.

называется коэффициентом разбавления и представляет собой количество глинистого раствора, прокачиваемого насосом для выноса разбуренной породы (отношение объемной скорости циркуляции глинистого раствора к объемной скорости разбуривания породы).

Газ дегазатором отбирается из глинистого раствора, смешивается с воздухом и далее поступает в газоанализатор.

В процессе подъема газа, содержащегося в глинистом растворе, от забоя к устью происходит размыв аномалии, увеличивается ее протяженность и уменьшается амплитуда. При этом в момент регистрации $\Gamma_{\text{сум}}$ датчик глубин указывает фиктивную глубину, отличающуюся от истинной глубины забоя, к которой относится $\Gamma_{\text{сум}}$, на величину, пройденную бурением за время отставания.

Заключение. Бурное развитие технологии ННГС позволило

значительно повысить эффективность извлечения углеводородов, а также нивелировать основной недостаток горизонтальных и направленных скважин – их сравнительно высокую стоимость. В начале 80-х годов прошлого века стоимость горизонтальной скважины превышала стоимость вертикальной скважины в 6-8 раз. В конце 80-х годов это соотношение понизилось до 2-3. По мере накопления опыта бурения в конкретном районе стоимость направленных скважин уменьшается и может приблизиться к стоимости вертикальных скважин.

Ещё одна трудность при проводке горизонтальных стволов связана с недостоверностью прогнозных структурных построений и выходом ствола скважины из проектного коридора, что требует постоянного контроля над траекторией и вскрываемым разрезом.

В настоящей работе показано, что такой контроль может быть успешно осуществлен методами ГТИ.

Детальный механический каротаж позволил уверенно отметить момент вскрытия кровли продуктивного пласта и в комплексе с газовым каротажем и каротажем по шламу контролировать положение долота при прохождении горизонтального участка, в частности диагностировать выход долота в перекрывающую глинистую покрышку.

Учитывая положение зонда гамма-каротажа в составе забойной телесистемы на расстоянии 14 м от долота, именно данные ГТИ явились наиболее оперативным источником информации о вскрываемом разрезе. При этом данные о литологии, полученные по результатам анализа шлама, полностью подтверждены материалами ГИС.

Таким образом, методы ГТИ показали высокую эффективность при проводке горизонтальных скважин и уверенно позволили решить задачу геонавигации горизонтального участка ствола.