

МИНОБРНАУКИ РОССИИ  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования  
«САРАТОВСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ Н.Г. ЧЕРНЫШЕВСКОГО»

Кафедра геофизики

Выделение продуктивных пластов в терригенном разрезе по результатам  
газового каротажа (юго-восток Степновского сложного вала)

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

студента 4 курса 431 группы очной формы обучения геологического  
факультета  
направление 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
профиль «Геолого-геофизический сервис нефтегазовых скважин»  
Хуссейн Ахмед Амин Хуссейн

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

\_\_\_\_\_  
подпись, дата

Е.Н. Волкова

Зав. кафедрой  
к.г.-м.н., доцент

\_\_\_\_\_  
подпись, дата

Е.Н. Волкова

Саратов 2020

**Введение.** Геолого-технологические исследования (ГТИ) являются составной частью геофизических исследований нефтяных и газовых скважин и предназначены для осуществления контроля за состоянием скважины на всех этапах ее строительства и ввода в эксплуатацию с целью изучения геологического разреза, достижения высоких технико-экономических показателей, а также обеспечения выполнения природоохранных требований.

ГТИ проводятся непосредственно в процессе бурения скважины, без простоя в работе буровой бригады и бурового оборудования; решают комплекс геологических и технологических задач, направленных на оперативное выделение в разрезе бурящейся скважины перспективных на нефть и газ пластов-коллекторов, изучение их фильтрационно-емкостных свойств и характера насыщения, оптимизацию отбора керна, экспрессное опробование и изучение методами ГИС выделенных объектов, обеспечение безаварийной проводки скважин и оптимизацию режима бурения.

В настоящее время, непрерывно развиваясь, предлагая систему удаленного мониторинга, ГТИ становятся информационным центром во время строительства скважины, включая наблюдение за буровыми параметрами, такими как, вес на долоте, крутящий момент ротора, скорость проходки, уровень бурового раствора в емкостях, скорость расхода бурового раствора.

Цель выпускной квалификационной работы выделение продуктивных пластов в процессе бурения. Для достижение указанной цели были поставлены следующие задачи:

1. Изучить геологическое строение изучаемой площади;
2. Рассмотреть методику ГТИ, позволяющую решить геологические задачи в заданных геологических условиях
3. Выяснить положение в разрезе проницаемых и потенциально продуктивных пластов по данным газового каротажа в процессе бурения на примере скважины, расположенной в юго-восточной части Степновского сложного вала.

Материалы получены во время прохождения производственной технологической практики на кафедре геофизики СГУ имени Н.Г. Чернышевского.

Данная работа включает, ведение, 3 раздела: 1 раздел Геолого-геофизическая характеристика района работ, 2 раздел Газовый каротаж в процессе бурения, 3 Результат работы, заключение, список источников.

## **Основное содержание работы. 1 Геолого-геофизическая характеристика района работ**

### **1.1 Краткий географо-экономический очерк**

В административном отношении район работ расположен в Энгельском районе Саратовской области. Вблизи южной границы участка проходит железная дорога Саратов-Уральск. Рядом с районом работ проходит нефтепровод Самара-Саратов-Лисичанск и его отводы. Климат района сухой, резко континентальный. Лето жаркое с температурой до +40°C, зима малоснежная, морозная до -30°C, количество осадков в год – 250-350 мм.

### **1.2 Геолого-геофизическая изученность**

Исследуемый участок начал изучаться сейсморазведкой МОВ (однократное профилирование) и поисковым бурением с 50-х годов XX века, когда на Степновском сложном валу начались открытия месторождений углеводородов: Степновского, Фурмановского, Сусловского, Восточно-Суловского и других. Однако сейсморазведка МОВ давала недостаточно информации о строении основного перспективного этажа – терригенного девона. Лишь с приходом сюда сейсморазведки ОГТ началось планомерное изучение геологического строения всего палеозойского разреза. Высокоточные гравиметрические работы в пределах Степновского сложного вала проводились с 1960 по 1995 гг. Точность вычисления аномалий колеблется в пределах от + 0,06 до +0,1 мгл, число точек – до 5 на

км<sup>2</sup>, сечение между изоаномалами 0,2-0,25мгЛ. Съёмкой покрыта большая часть территории. Геохимические скважины бурились, в основном, по сетке 2.5 км x 2.5 км и, в случае выявления аномалий, сеть сгущалась до 1.25 км x 1.25 км.

### **1.3 Изученность бурением**

В результате проведенного на них бурения был открыт ряд месторождений нефти и газа: Генеральское, Степновское, Суловское, Фурмановское, Южно-Генеральское, Луговское и др. В последующем, буровые работы сместились в более южные районы Степновского сложного вала, где развиты погребенные структуры, либо вообще не выраженные, либо очень слабо выраженные в рельефе каменноугольных отложений. Здесь по данным структурного бурения, профильного глубокого бурения и сейсморазведки МОВ-ОГТ, были выделены еще несколько перспективных площадей и объектов и открыты Грязнушинское, Южно-Грязнушинское, Пионерское месторождения.

### **1.5 Тектоника**

По мнению ряда авторов Степновский вал является погребенным тектоническим элементом, входящим в состав Рязано-Саратовского прогиба, сформированного как палеозойская структура над Пачелмским авлакогеном. Степновский сложный вал сформирован в средне-верхнедевонское время на рифейском основании [9]. Поверхность рифея характеризуется сложно-расчлененным эрозионно-тектоническим рельефом. На отдельных эрозионных выступах наблюдается размыв до воробьевского времени. Отсутствующие на Степновском сложном валу отложения венда, кембрия, ордовика, силура и нижнего девона сохранены и выделяются только в разрезах скважин к югу от вала, в пределах Прикаспийской впадины. На границе палеозой-мезозой происходит активизация тектонических движений. В пределах Степновского сложного вала отмечается унаследованное развитие крупных структурных элементов в любой форме проявляются структуроформирующие локальные подвижки.

## 1.6 Нефтегазоносность

Исследуемая площадь относится к Степновскому нефтегазоносному району Нижне-Волжской нефтегазоносной области Волго-Уральской нефтегазоносной провинции [4]. В пределах западной части промышленно продуктивны отложения пяти регионально продуктивных нефтегазоносных комплексов [7]:

- средне-верхнедевонский карбонатно-терригенный;
- верхнедевонско-нижнекаменноугольный карбонатный;
- нижне-верхневизейский терригенный;
- верхневизейско-нижнебашкирский карбонатный;
- верхнебашкирско-нижнемосковский терригенный;

Свободный газ газовых залежей, как правило, жирный, метановый, сероводород отсутствует, относительная плотность по воздуху 0,735-0,750. Содержание стабильного конденсата при его наличии до 200 г/м<sup>3</sup>.

## 2 Газовый каротаж в процессе бурения

Измеряется следующий комплекс параметров, характеризующих режим бурения: продолжительность бурения  $t_{lt}$  расход глинистого раствора на <<выходе>> скважины  $Q_{\text{вых}}$ , коэффициент разбавления  $E_p$ , продолжительность бурения  $t_x$  (в мин/м) — величина, обратная скорости бурения  $v$  (в м/ч)  $t_1=60(1/v)$  (VI.11). Для определения параметров, характеризующих газо- и нефте- содержание пластов, из промывочной жидкости (глинистого раствора), поступившей на поверхность, извлекают часть газа (дегазируют его). Извлеченный газ, смешиваясь с воздухом, образует газоздушную смесь, которая поступает на анализ для определения содержания и состава углеводородных газов и газоздушной смеси.

## 3 Определение глубин

При газовом каротаже очень важно правильно привязать результаты анализов к глубинам поступления газообразных углеводородов из пласта в скважину. Полученные газопоказания должны быть отнесены (привязаны) к той глубине скважины, при которой этот буровой раствор (соответствующая порция его) находился на забое. Для этого необходимо учесть время, в течение которого промывочная жидкость поднимается по затрубному пространству от забоя до устья, и время движения газозооной смеси от дегазатора к газоанализатору.

Глубины и конструкции скважины, производительности и числа работающих насосов и т. д. Величина отставания определяется углублением скважины за время подъема глинистого раствора от ее забоя до устья. В случаях поглощения раствора возможны пропуски отдельных интервалов, иногда продуктивных. На станции АГКС регистрация каротажных параметров производится прерывисто (дискретно) с шагом квантования по глубинам (обычно через 0,25; 0,5 или 1 м).

#### **4 Основы интерпретации данных газового каротажа**

Предварительная интерпретация заключается в выделении ано- малийных интервалов по кривым  $\Gamma_{\text{сум}}$  и  $\Gamma_{\text{Д}}$ . Приведенные газопоказания  $\Gamma_{\text{пр}}$  в отличие от  $\Gamma_{\text{су}}$  не зависят от условий бурения и пласты, перспективные на нефть и газ, выделяются по кривой  $\Gamma_{\text{вр}}$  со значительно большей уверенностью. Для оценки приуроченности аномалии к тому или иному типу залежи рассчитывают среднее значение  $D_{\text{пр. ср}}$  в пределах выделенной аномалии и сравнивают с характерными значениями  $\Gamma_{\text{вр}}$  для продуктивных пластов ранее пробуренных скважин в данном районе на соответствующей глубине. Для каждой точки аномалийного интервала кривой  $\Gamma_{\text{пр}}$  находят значения  $C_2$ — $C_6$  и рассчитывают для этого интервалы  $C_{\text{фер}}$ — $C_{\text{ср}}$ , которые наносят на бланк эталонной номограммы, оценивая компонентную характеристику пласта. Более надежное определение характера насыщения пластов возможно по остаточным газосодержанию  $Fr$  или нефтегазосодержанию  $Fnr$  [где  $Fr$  --

отношение объема газа,  $a / \phi, \gamma$  -- отношение объема нефти с растворенным газом, содержащимся в пластовых условиях в выбуренной породе, к объему этой породы (в %)], характеризующим истинное нефтегазосодержание пласта. Результаты окончательной интерпретации данных газового каротажа оцениваются в комплексе с проведенными в скважине промыслово-геофизическими исследованиями.

## **5 Газовый каротаж после бурения**

Существенной задачей при проведении газового каротажа после бурения является выбор оптимального времени перерыва циркуляции промывочной жидкости, необходимого для заметного ее газо-обогащения. Недостаточный перерыв циркуляции раствора приводит к пропуску залежи, а слишком большой -- к значительному его распространению по стволу и затруднению локализации залежи. В период прекращения циркуляции глинистый раствор в результате диффузии обогащается газом в непосредственной близости от газоотдающего пласта. При погружении бурильных труб происходит вытеснение части глинистого раствора, что влечет за собой соответствующие перемещения вверх по скважине аномальной газовой зоны.

## **6 Газокаротажная станция**

Наличие в АГКС специального запоминающего устройства, задерживающего сигналы с действующих глубин  $Y_d$  на переменный интервал времени (формулы 12), обеспечивает автоматическое определение параметров  $\Gamma_{\text{сум}}$  и  $\Gamma_{\text{пр}}$  и повышает точность их привязки к истинным глубинам. Использование хроматермографа ХГ-1Г с пламенно-ионизационным детектором дает исследования в течение некоторого времени нецелесообразно, возможность проводить высокочувствительный компонентный экспресс-анализ по стволу скважин с регистрацией кривых изменения отдельных

компонентов в масштабе истинных глубин. Расширение комплекса газокаротажных параметров на современных АГ} (С с одновременной регистрацией этих параметров в аналоговой и цифровой формах без специальных простоев скважины привело к созданию системы комплексной интерпретации результатов геофизических и геохимических исследований скважин. Этим созданы предпосылки для существенного повышения геологической эффективности комплекса исследований нефтяных и газовых скважин.

## 7 Результаты

Фаменский ярус (D3 fm). При бурении по отложениям фаменского яруса, скорость проходки стабильная и в среднем составила 2.4-2.6 м/ч, ухудшение скорости проходки в ~2 раза отмечается лишь при углублении по подошвенной части яруса, выполненной плотным, крепким доломитом. Газопоказания по ГВЛ фоновые, с «легким» качественным составом исследуемой газовой смеси. При проведении ТВД шлама значения газопоказаний повышенные, качественный состав характеризовался преобладанием доли легких компонентов углеводородного ряда метана С1, этана С2, пропана С3, интенсивность свечения и балл вытяжек ЛБА носят фоновый характер (2 БГ ЛБ). Проанализировав и проинтерпретировав данные, зарегистрированные станцией ГТИ, можно предположить, что отложения фаменского яруса прослеживаются прослой известняка различными коллекторскими свойствами (преимущественно низкими) и их характер насыщения оценивается как водоносный. Характер изменения газопоказаний при частичной дегазации БР и при проведении ТВД проб шлама, результатов ЛБА и средних данных ДМК, полученные при бурении интервала 2286.0-2410.0 м. По суммарному газосодержанию и качественному составу газовой смеси, полученной при непрерывной частичной дегазации бурового раствора и при ТВД шлама, результатам геохимических исследований проб шлама и данным ЛБА, отложения фаменского яруса при



наличии коллекторов - без УВ-насыщения. Франский ярус. (D3 fr3+2). При бурении по отложениям франского яруса, скорость проходки низкая и в среднем составила 1.1-1.2 м/ч, это обусловлено высокой плотностью и крепостью разбуриваемых пород. Газопоказания по ГВЛ фоновые, с «легким» качественным составом исследуемой газовой смеси. При проведении глубокой дегазации шлама, полученные значения газопоказаний характеризуются как повышенные, вплоть до аномальных, их качественный состав «легкий», с преобладанием доли легких компонентов углеводородного ряда метана C1, этана C2, пропана C3, зафиксированное повышение газопоказаний связано с тем, что коллекторские свойства разбуриваемых пород низкие, т.е. пористость закрытая и газ выделяется только при проведении глубокой дегазации породы. Интенсивность свечения и балл вытяжек ЛБА носят фоновый характер (1-2 БГ ЛБ), Проинтерпретировав данные, зарегистрированные станцией ГТИ, можно предположить, что в отложениях франского яруса прослеживаются прослой известняка с низкими коллекторскими свойствами и водоносным характером насыщения. Характер изменения газопоказаний при частичной дегазации БР и при проведении ТВД проб шлама, результатов ЛБА и средних данных ДМК, полученные при бурении интервала 2410.0-2484.8 м. По суммарному газосодержанию и качественному составу газовой смеси, полученной при непрерывной частичной дегазации бурового раствора и при ТВД шлама, результатам геохимических исследований проб шлама и данным ЛБА, отложения франского яруса при наличии коллекторов - без УВ-насыщения. Пашийский горизонт (D3 kn-ps). При бурении по глинистым отложениям рассматриваемых горизонтов, скорость проходки низкая и в среднем составила 1.1-1.2 м/ч, но, при вскрытии прослоев песчаника, скорость проходки увеличивалась в ~6-8 раз и характеризовалась высокими значениями. Газопоказания по ГВЛ при вскрытии и бурении прослоев песчаника увеличились, вплоть до аномальных значений, их качественный состав в целом характеризовались как «легкий», с преобладанием метана C1.

В интервале бурения 2613.6-2684.0 м газопоказания по ГВЛ повышаются за счет увеличения доли легких компонентов углеводородного ряда метана С1, этана С2, пропана С3.

**Заключение.** Таким образом, становится очевидным вывод: газовый каротаж является одним из важнейших методов, используемых для решения задач геолого-технологических исследований в процессе бурения скважин. Газовый каротаж в процессе бурения используется для выделения нефтегазосодержащих пластов, определения их насыщенности и для обеспечения безаварийного бурения. При прохождении производственной практики были решены следующие задачи:

1. Изучено геологическое строение изучаемой площади;
2. Рассмотрена методика ГТИ, позволяющую решить геологические задачи в заданных геологических условиях
3. Выяснено положение в разрезе проницаемых и потенциально продуктивных пластов по данным газового каротажа в процессе бурения.

По суммарному газосодержанию и качественному составу газозоудушной смеси, полученной при непрерывной частичной дегазации бурового раствора и при ТВД шлама, результатам геохимических исследований проб шлама и данным ЛБА, отложения фаменского и франского ярусов при наличии коллекторов - без УВ-насыщения. Пашийский горизонт оценивается как газоконденсатный, в котором получен приток углеводородного газа.

