

Методика

NEWS

OF THE NATIONAL ACADEMY OF SCIENCES OF THE REPUBLIC OF KAZAKHSTAN
SERIES OF GEOLOGY AND TECHNICAL SCIENCES

ISSN 2224-5278

Volume 1, Number 415 (2016), 93 – 101

THE EFFECTIVENESS OF WELL LOGGING METHODS WITH DIFFERENT DRILLING MUD

G. T. Borisenko, N. Y. Zakirova, A. B. Zhamanshalova

Kazakh national research technical university named after K. I. Satpayev, Almaty, Kazakhstan.
E-mail: bgt@mail.ru,Nailya-zk@mail.ru

Keyword: collector, rock, porosity, core, permeability, water saturation, oil saturation, geophysical methods, electrical resistivity, gamma ray logging, neutron-gamma logging, drilling mud.

Abstract. The composition of the optimal methods of compulsory set of well logging depends mainly on the characteristics of the geological section and parameters of drilling mud. In most areas, drilling is carried out with fresh mud, when the resistance of mud filtrate pf much more resistance produced water pw. With decreasing resistance mud dramatically reduces the effectiveness of infrared induction logging. At the same time more favorable conditions for the evaluation of the reservoir according to the measurement probe complex electrical logging (lateral logging sounding) with varying depths of investigation. In order to maintain reservoir properties and prevention of complications while drilling petroleum-based muds are used. The most important features are not filterable (oil-based) drilling fluids are its high electrical resistance, virtually no penetration of the solution into the reservoir - collectors and filter cake on the borehole wall. Not filtered solutions are electrical insulators, so methods that require direct electrical contact of the electrodes with the breed, namely method of apparent resistivity, lateral logging sounding, contact log, lateral logging, microlaterolog survey can not be applied. From electrical method for drilling on non-filter solution can be used only induction logging (IL).

In the article represented the analysis of drilling fluids and examples of well logging systems for drilling wells in various drilling fluids.

УДК 622.241:550.832(543.3)

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ИССЛЕДОВАНИЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ СКВАЖИН ПРИ БУРЕНИИ НА РАЗЛИЧНЫХ БУРОВЫХ РАСТВОРАХ

Г. Т. Борисенко, Н. Е. Закирова, А. Б. Жаманшалова

Казахский национальный исследовательский технический университет им. К. И. Сатпаева,
Алматы, Казахстан

Ключевые слова: коллектор, порода, пористость, керн, проницаемость, водонасыщенность, нефтенасыщенность, геофизические методы, удельное электрическое сопротивление, гамма каротаж, нейтронный гамма каротаж, буровой раствор, промывочная жидкость, классификация промывочных жидкостей.

Аннотация. Состав методов оптимального обязательного комплекса геофизических исследований скважин (ГИС) зависит в основном от особенностей геологического разреза и параметров промывочной жидкости. В большинстве районов бурение ведется на пресном буровом растворе, когда сопротивление

фильтрата бурового раствора ρ_f значительно больше сопротивления пластовой воды ρ_w . С уменьшением сопротивления бурового раствора резко снижается эффективность индукционного каротажа ИК. Одновременно создаются более благоприятные условия для оценки продуктивности коллекторов по данным измерений комплексом зондов электрического каротажа (БКЗ) с разной глубиной исследования.

В целях сохранения коллекторских свойств пластов и предупреждения осложнений при бурении применяются буровые растворы на нефтяной основе. Важнейшими особенностями не фильтрующихся (на нефтяной основе) буровых растворов являются его высокое электрическое сопротивление, практически отсутствие проникновения раствора в пластины коллекторы и глинистой корки на стенке скважины. Не фильтрующиеся растворы – практически электрические изоляторы, поэтому методы, требующие прямого электрического контакта электродов с породой, а именно КС, БКЗ, МКЗ БК, МБК не могут быть применены. Из электрических методов при бурении на не фильтрующем растворе может применяться только индукционный каротаж (ИК).

Дан анализ применяемых буровых растворов и примеры комплексов ГИС при бурении скважин на различных буровых растворах.

Введение. Основная цель геофизических исследований скважин заключается в изучении геологического разреза скважин и строения месторождения; подсчете запасов и контроле за разработкой месторождения. Комплексы ГИС определяются целевым назначением скважины (опорные, параметрические, оценочные, поисковые, разведочные и эксплуатационные), особенностями геологического разреза, условиями бурения и характером ожидаемой геологической информации. Основные методы комплекса в нефтяных и газовых скважинах выполняются по всему разрезу скважины в масштабе 1:500. В перспективных интервалах (в интервалах коллекторов) разведочных и эксплуатационных скважин выполняются также дополнительные методы в масштабе 1:200.

Методы комплекса ГИС на месторождениях нефти и газа можно условно разделить на следующие группы по характеру решаемых геологических задач:

- выделение коллекторов;
- определение пористости;
- определение глинистости;
- оценка продуктивности (нефтегазонасыщенности).

В первую группу входят МКЗ и кавернometрия, в группу методов пористости - НК, АК, ГГК, ПС и ЯРМ, а к группе методов глинистости относят ГК и ПС.

Оценку продуктивности пласта-коллектора можно осуществить по величине его удельного электрического сопротивления. Поэтому основные методы, применяемые для оценки продуктивности коллекторов – это БКЗ, ИК (ВИКИЗ) и БК. Для оценки продуктивности коллекторов в обсаженной стальными трубами скважине применяется также С/О-каротаж. Сфера применения каждого из перечисленных методов шире, чем это предусмотрено данной классификацией. Так, например, все методы пористости и глинистости несут косвенную информацию о коллекторе и т.д. Состав методов оптимального обязательного комплекса ГИС зависит в основном от особенностей геологического разреза и параметров промывочной жидкости. Различают терригенные, карбонатные, гидрохимические и смешанные геологические разрезы. Коллектора бывают межзерновые, трещинные, каверно-трещинные и смешанного типа. В терригенном разрезе преобладают межзерновые коллектора, в карбонатном разрезе – каверно-трещинные и смешанные. Различают высоко-пористые и низкопористые, чистые и глинистые коллекторы. Особую группу межзерновых коллекторов составляют коллекторы с карбонатным или силикатным цементом [1].

При бурении вращательным способом в скважине постоянно циркулирует поток жидкости, которая ранее рассматривалась только как средство для удаления продуктов разрушения (шлама). В настоящее время она воспринимается, как один из главных факторов обеспечивающих эффективность всего процесса бурения.

При проведении буровых работ циркулирующую в скважине жидкость принято называть – буровым раствором или промывочной жидкостью.

В настоящее время в мировой практике наблюдается тенденция роста глубин бурения скважин, а как следствие, и увеличение опасности возникновения при этом различных осложнений. Кроме того, постоянно ужесточаются требования более полной и эффективной эксплуатации продуктивных пород. В этой связи буровой раствор должен иметь состав и свойства, которые

обеспечивали бы возможность борьбы с большинством из возможных осложнений и не оказывали негативного воздействия на коллекторские свойства продуктивных горизонтов. В практике бурения скважин используется большое количество буровых растворов различных типов, существенно отличающихся по составу и свойствам. Это разнообразие объясняется неодинакостью геологических и технических условий бурения скважин, а также существенными различиями в свойствах исходных компонентов, используемых для приготовления буровых растворов. При бурении скважин и по достижении проектной глубины обязательно проводится комплекс геофизических исследований, позволяющих уточнить геологический разрез и измерить ряд важных характеристик пласта. Эффективность таких исследований зависит от качества промывочной жидкости. Так, при повышенных реологических параметрах геофизические приборы могут зависеть в скважине, в то время как бурильный инструмент опускается свободно. В отдельных случаях параметры промывочных жидкостей влияют и на показания приборов. Все эти обстоятельства должны учитываться при выборе качества промывочной жидкости [4].

Применение бурового раствора на нефтяной основе при вскрытии продуктивного пласта является наиболее эффективным средством сохранения естественных свойств призабойной зоны этого пласта. Это связано с тем, что жидккая часть раствора имеет ту же природу, что и углеводороды. Поэтому ее проникновение в поры продуктивного пласта не вызывает изменения его параметров и, в частности, проницаемости. При бурении через соляные породы использование нефтяных растворов предотвращает вымывание породы, поддерживая номинальный диаметр скважины. При определении граничных значений характеристик коллекторов, определенных по данным ГИС, можно привлекать прямые качественные признаки (наличие глинистой корки, радиальный градиент сопротивлений, измеренных зондами с разной глубинностью исследований, изменение показаний методов ГИС, выполненных по специальным методикам и фиксирующих формирование или расформирование зоны проникновения). На основании прямых качественных признаков по диаграммам ГИС разрез дифференцируют на коллекторы и плотные интервалы. Таким образом формируют статистические выборки [4].

Параметры промывочной жидкости существенно влияют на состав комплекса ГИС. Промывочные жидкости имеют огромный спектр функций, они не только удаляют продукты разрушения из скважины, охлаждают породоразрушающий инструмент, передают гидравлическую энергию забойному двигателю, способствуют разрушению забоя, но и обеспечивают предупреждение и ликвидацию осложнений, вскрытия продуктивных пластов, и в целом способствует повышению качества буровых работ на нефть и газ, и выполняют еще много дополнительных специальных функций. Большое количество функций буровых растворов, ограничений и требований по применению, усложнение геолого-технических условий бурения в связи с ростом глубин и выход на морские акватории и крайний север способствовало развитию рынка буровых растворов и в настоящее время список буровых систем и реагентов огромен и составляет более 1500 наименований [2, 3, 5].

Системы буровых растворов классифицируются по составу дисперсионной среды, которой могут служить вода, нефть или нефтепродукты и газ. Часто в растворе одновременно присутствуют два, а то и все три компонента, каждый из которых вносит свой вклад в формирование свойств бурового раствора. Классификация приведена в таблице 1[2].

В производстве применяют следующие типы промывочных жидкостей: глинистые растворы, техническую воду и нефильтрующиеся растворы. При бурении на глинистом растворе фильтрат раствора проникает в коллектор, образуя зону проникновения, электрическое сопротивление (рзп) которой может отличаться от сопротивления (рп) незатронутой проникновением части пласта. При этом глинистые частицы раствора задерживаются стенкой скважины, сцепляются друг с другом и образуют глинистую корку.

На первоначальном этапе проникновения фильтрата в коллектор поступают твердые (глинистые) частицы промывочной жидкости. Таким образом, образуется зона кольматации, толщиной до 12-16 мм в песчаниках и алевролитах. В трещинных породах зона кольматации может достигать нескольких метров, при этом глинистая корка не образуется [4].

На первоначальном этапе проникновения фильтрата в коллектор поступают твердые (глинистые) частицы промывочной жидкости. Таким образом, образуется зона кольматации, толщиной

Таблица 1 – Классификация систем буровых растворов по составу дисперсионной среды

Дисперсионная среда		
Газ	Вода	Нефть или нефтепродукты
<i>Сухой газ:</i> воздух, природный газ, выхлопные газы, продукты горения.	<i>Пресная вода.</i> Раствор: истинный и коллоидный, т.е. содержащий твердые вещества, не выделяющиеся из воды в длительном состоянии покоя.	<i>Нефть:</i> дизельное топливо или нефть, не подвергавшаяся переработке.
<i>Влажный газ:</i> капельки воды или глинистого раствора, перемещаемые потоком воздуха.	Твердые, вещества, растворенные в воде, включают в себя: 1) соли, например, хлорид натрия, хлорид кальция; 2) ПАВ+, например, детергенты, флокулянты; 3) органические коллоиды, например, целлюлозные и акриловые полимеры.	<i>Раствор на углеводородной основе:</i> устойчивый буровой раствор на углеводородной основе, который содержит: 1) эмульгирующие воду добавки; 2) взвешивающие добавки; 3) добавки, регулирующие фильтрацию. Содержит шлам из разбуренных пластов. Может содержать барит для повышения плотности.
<i>Пена:</i> пузырьки воздуха, окруженные пленкой воды с ПАВ, стабилизирующей пену.	<i>Эмульсия:</i> маслянистая жидкость в виде небольших капель, удерживаемых в воде эмульгатором, например дизельное топливо и стабилизирующее пленку ПАВ.	
<i>Стойкая пена:</i> пена, содержащая упрочняющие пленку материалы, например органические полимеры и бентонит.	<i>Глинистый раствор:</i> суспензия твердых веществ, (например, глин, барита, мелкого шлама) в любой из упомянутых жидкостей с необходимым и химическими добавками для улучшения свойств	

до 12-16 мм в песчаниках и алевролитах. В трещинных породах зона кольматации может достигать нескольких метров, при этом глинистая корка не образуется [4].

Основные параметры бурового раствора - это водоотдача, плотность и минерализация фильтрата. Единица измерения водоотдачи бурового раствора - см³/ч. Чем ниже водоотдача, тем лучше раствор для геофизических измерений. При оптимальной водоотдаче (4-8 см³/ч) радиус зоны проникновения и толщина глинистой корки минимальны. Это обеспечивает надежное определение параметров неизмененной проникновением части пласта методами электрического каротажа и коллекторских свойств пласта методами с малой глубиной исследования. При высокой водоотдаче бурового раствора глубина проникновения фильтрата и толщина глинистой корки резко увеличиваются. Поэтому условия изучения коллекторов методами ГИС становятся крайне неблагоприятными: большая глубина проникновения фильтрата в пласт затрудняет изучение коллекторов методами электрического каротажа, а толстая глинистая корка делает коллектор недоступным для изучения методами с малой глубиной исследования. бурового раствора определяет давление в скважине P_c и превышение его (репрессию) ΔP над пластовым P_{pl} на заданной глубине $\Delta P = P_c - P_{pl}$. Чем больше репрессия ΔP , тем больше глубина проникновения раствора в пласт. Поэтому оптимальные условия для проведения ГИС - это бурение с минимальной репрессией [1, 4, 7].

Минерализация фильтрата бурового раствора Сф и, соответственно, его удельное сопротивление ρ_f существенно влияет на выбор комплекса геофизических исследований. В большинстве районов бурение ведется на пресном буровом растворе, когда сопротивление фильтрата бурового раствора ρ_f значительно больше сопротивления пластовой воды ρ_v ($\rho_f > \rho_v$). При этом нефтегазовые коллектора уверенно выделяются отрицательными аномалиями на кривой ПС и положительными приращениями на диаграммах МКЗ. С ростом минерализации бурового раствора, когда выравниваются сопротивления фильтрата и пластовой воды ($\rho_f \rightarrow \rho_v$), эффективность методов ПС и МКЗ как методов выделения коллекторов резко снижается [8, 9]. Кроме того с уменьшением сопротивления фильтрата резко снижается эффективность индукционного каротажа ИК при изучении геологического разреза скважины в целом. Одновременно создаются более благоприятные условия для оценки продуктивности коллекторов по данным измерений комплексом зондов электрического каротажа (БКЗ) с разной глубиной исследования. Это объясняется тем, что при $\rho_f \approx \rho_v$ в водоносивших коллекторах отсутствует зона проникновения, а в продуктивных коллекторах формируется только зона понижающего проникновения $\rho_{sp} < \rho_p$. Геофизические электрические методы исследо-

вания скважин не эффективные в условиях подсолевых отложений-боковое электрическое зондирование (БЭЗ), микрозондирование (МКЗ), индукционный каротаж (ИК), метод потенциалов собственной поляризации(ПС).

Важнейшими особенностями нефильтрующихся (на нефтяной основе) буровых растворов являются огромное электрическое сопротивление, практически отсутствие проникновения раствора в пласты- коллекторы и глинистой корки на стенке скважины.

Нефильтрующиеся растворы – практически изоляторы, поэтому методы, требующие прямого электрического контакта электродов с породой, а именно КС, БКЗ, МКЗ БК, МБК не могут быть применены. Из электрических метод при бурении на нефильтрующем растворе может применяться только индукционный каротаж ИК. Отсутствие глинистой корки не позволяет использовать кавернометрию и микрозондирование для выделения пластов коллекторов [4, 7].

В таблице 2 приведены методы электрокаротажа в скважинах месторождений нефти и газа, минимальные требования к методическому обеспечению и решаемые задачи (по данным «Технической инструкции на проведение геофизических исследований в скважинах»).

Таблица 2 – Методы электрокаротажа в скважинах месторождений нефти и газа

Метод	Измеряемый параметр, трек в стандарте API , скорость каротажа	Зонды	Требования к скважинному модулю (прибору)	Минимальные требования к методическому обеспечению	Решаемые задачи
1	2	3	4	5	6
КС БКЗ	ρ_K ,Омм, линейный масштаб T1, T2, T3, не более 2000 м/ч	A 0,4 M 0,1 N A 1,0 M 0,1 N A 2,0 M 0,5 N A 4,0 M 0,5 N A 8,0 M 1,0 N N 0,5 M 2,0 A N 6,0 M 0,5 A или (N 11,0 M 0,5 A) Комплексируются с другими модулями. Ограничение – длина скважин прибора	0,2 – 5000 Омм $\rho_c > 0,2$ Омм Не выполняют в скважинах с промывочной жидкостью на непроводящей основе Если $\rho_{cp} < 0,2$ Омм применение ограничено условием $\rho_n / \rho_c < 500$	Наличие интерпретационных зависимостей: $\rho_n / \rho_c = 0,25 \div 2000$, неограничн, без проникновения $\rho_k / \rho_c (\rho_n / \rho_c, L/d_c)$ неогранич. h с проникновением $\rho_n / \rho_c = 0,25 \div 2000$ $\rho_{zn} / \rho_c = 4 \div 500$, $D/d = 1 \div 16$ $\rho_k / \rho_c (\rho_n / \rho_c, \rho_{zn} / \rho_c, D/d, L/d_c)$	1. Изучение разрезов скважин 2. выделение коллекторов, определение ρ_{zn} , D/d и ρ_n 3. определение K_n 4. определение характера насыщения коллекторов 5. определение K_{ng}
Резистивиметрия	ρ_c ,Омм, линейный масштаб ТД	Четырехэлектродный зонд сопротивления малого размера, расположенный в верхней части изоляционной “косы” скважинных приборов БКЗ, БК, стандартного каротажа	0,1 – 30 Омм		Определение сопротивления промывочной жидкости
БК	ρ_K ,Омм, логарифмический Трек Т2 не более 2000 м/ч	Трехэлектродный, многоэлектродные фокусированные зонды	Диапазон измерений УЭС 0,2 – 10.000 Омм $\rho_c < 0,2$ м $\rho_n / \rho_c > 500$	Наличие интерпретационных зависимостей, отражающих влияние на измеренные ρ_K условий измерений : d_c , ρ_c , ρ_{zn} , D_{zn}	1. Изучение разрезов скважин 2. выделение коллекторов, по временным замерам и методу 2-х растворов; в комплексе с МБК 3. определение ρ_{zn} , ρ_n , K_{ng}

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
МБК	ρк, Омм, логарифмический Трек ТЗ не более 1000 м/ч	Фокусированный микрозонд, установленный на прижимном изоляционном башмаке	0,2 – 500 Омм	Наличие зависимостей : ρк от dc, ρс, ρ гк, ρпп	1. Изучение разрезов скважин 2. выделение коллекторов, в комплексе с БК 3. Определение ρпп, кп
МК (МК3)	ρк, Омм Трек 2 не более 1000 м/ч	А 0,025 М 0,025 Н МГЗ А 0,05 М - МПЗ Зонды размещены на выносном электроизоляционном башмаке. Модуль МК комплексируются с другими модулями ГИС	Диапазон УЭС 0,05-40,0 Омм $\rho_c > 0,2 \text{ м}$ $\rho_n / \rho_c \leq 500$ $\rho_n / \rho_c \leq 5$ (выделение коллекторов)	Наличие зависимостей: $\rho_k^{MГЗ}, \rho_k^{MПЗ}$, от d_c, ρ_{cp}, h_{rk} и ρ_{pp}	1. Изучение разрезов скважин 2. Выделение коллекторов 3. Определение ρ_c ($d_c > d_n$) 4. Определение ρ_{pp}, K_{pp} 5. Определение ВНК (ГВК)
ИК	σк , См/м, мСм/м линейный ρк, Омм, логарифмический Трек 2 не более 2000 м/ч	Зонд состоит из генераторной и измерительной цепей. Прибор ИК комплексируют с другими модулями ГИС без ограничений	Диапазон УЭС 2- 2500 мСм/м $\rho_n < 500 \text{ Омм}$ $\rho_c > 0,2 \text{ Омм}$, Непроводящие промывочные жидкости $\rho_n < 50 \text{ Омм}$, $\rho_n / \rho_c < 200$	Наличие зависимостей отражающих влияние на показания зонда: d_c, ρ_c ограниченные h, ρ_{zp}, D_{zp} , скин-эффект	1. Изучение разрезов скважин 2. Выделение коллекторов в комплексе с другими эл. методами 3. Определение $\rho_n, \rho_{zp}, D/d$ 4. Определение ВНК
ВИКИЗ	Δφ – разность фаз гармонического магнитного поля, распространяющегося в проводящей среде от источника излучения до приемников. Выходные расчетные величины - ρп, ρзп, D Трек ТЗ не более 2000 м/ч	Трехкатушечные индукционные зонды (5 разноглубинных зондов). Модуль ВИКИЗ комплексируется с другими модулями ГИС без ограничений в качестве непроходного модуля, размещенного в нижней части комбинированного прибора	Диапазон измерений УЭС 1 – 200 Омм $\rho_c > 0,2 \text{ Омм}$, промывочная жидкость на нефтяной основе, пресные буровые растворы	Наличие интерпретационных зависимостей, позволяющих определить: ρ_{pc} учетом влияния $d_c, \rho_c, \rho_{bm}, \rho_{zp}, D_{zp}$	1. Выделение коллекторов 2. Определение $\rho_n, \rho_{zp}, D/d$ 3. Определение характера насыщения коллекторов 4. Определение K_n, K_{nr}

На рисунках 1–3 приведены примеры комплексов геофизических исследований скважин при бурении скважин на пресных буровых растворах, на рисунке 4 комплекс исследований при вскрытии скважины на соленом буровом растворе.

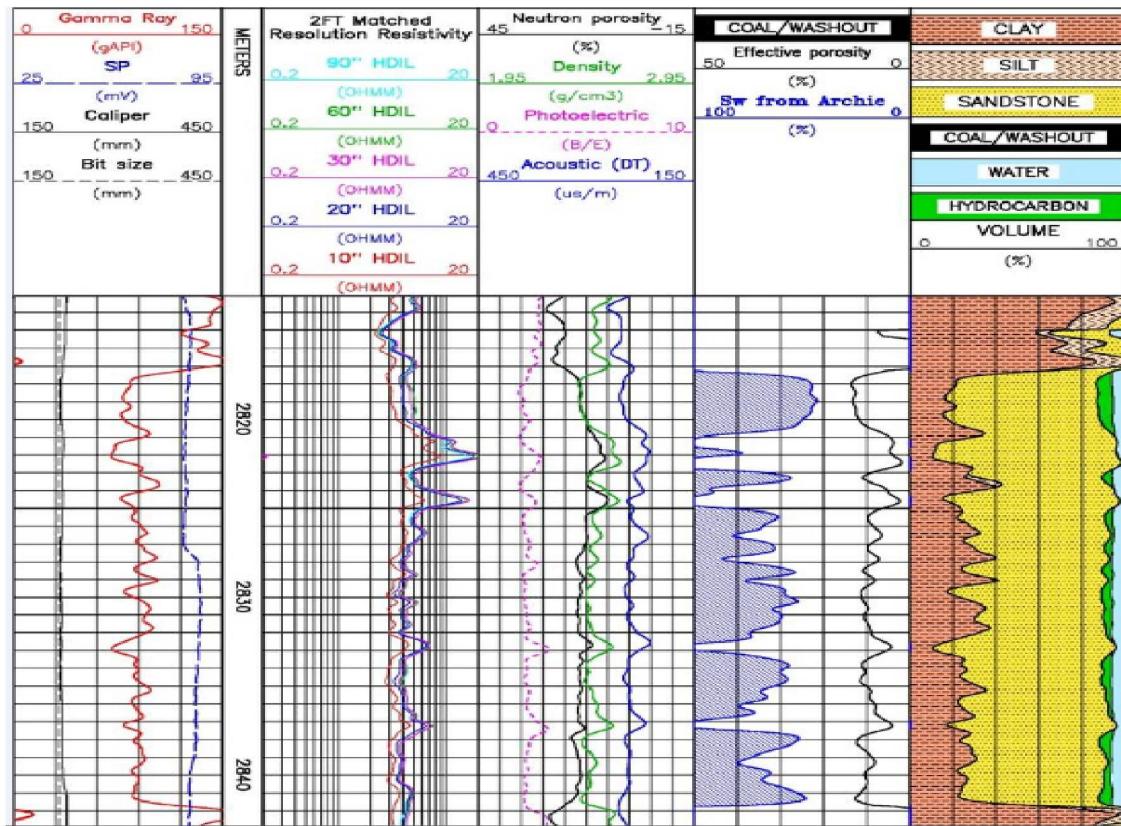


Рисунок 1 – Геофизическая характеристика продуктивного интервала Ю-Х по данным ГИС

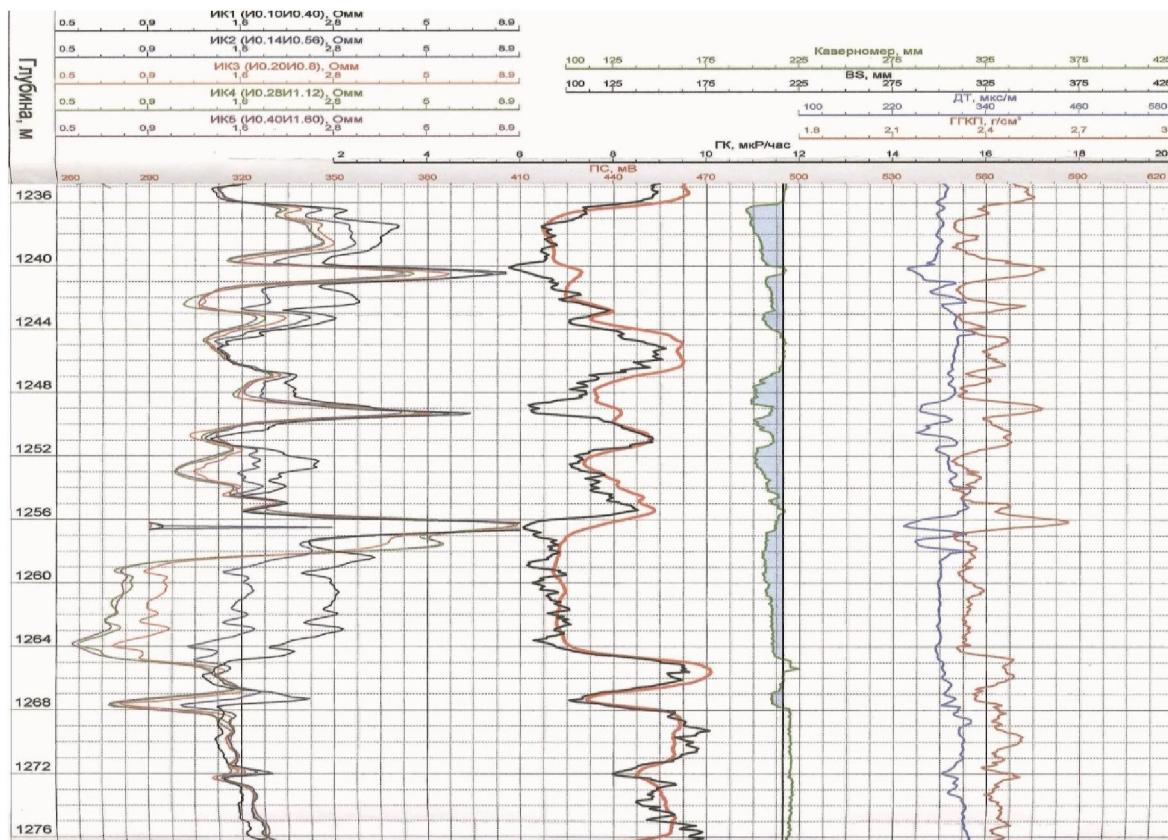


Рисунок 2 – Геофизическая характеристика продуктивного горизонта по комплексу ГИС

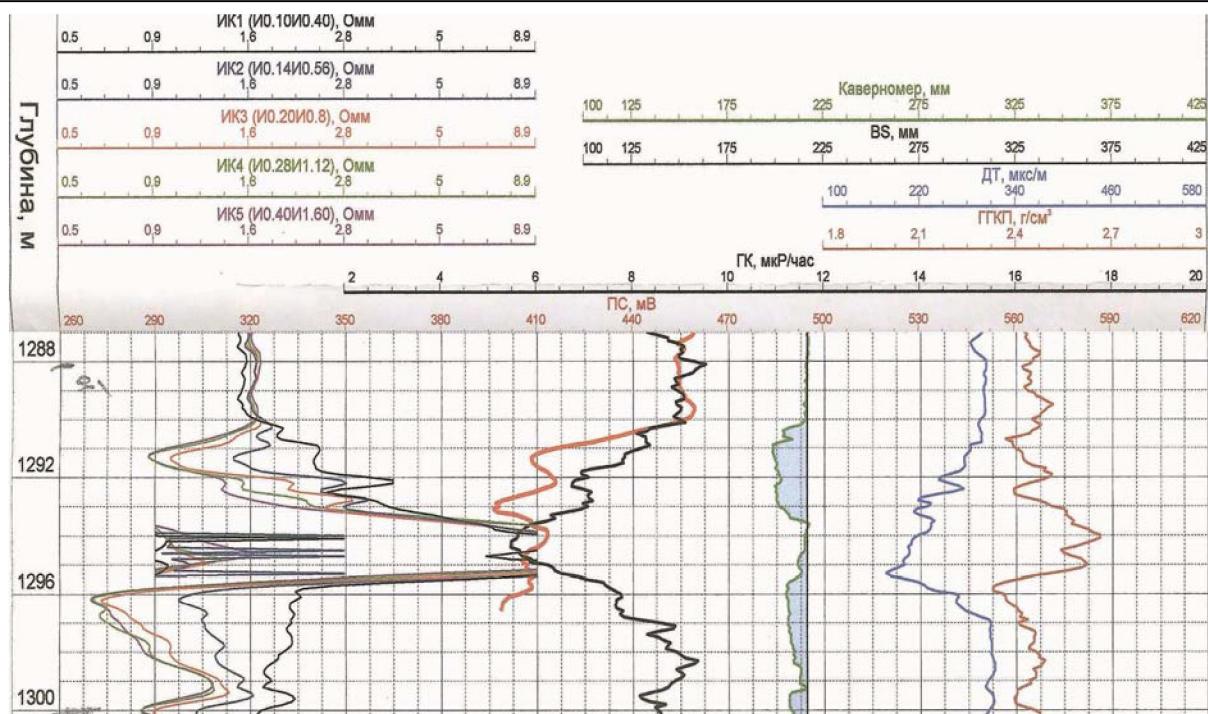


Рисунок 3 – Геофизическая характеристика XVI горизонта

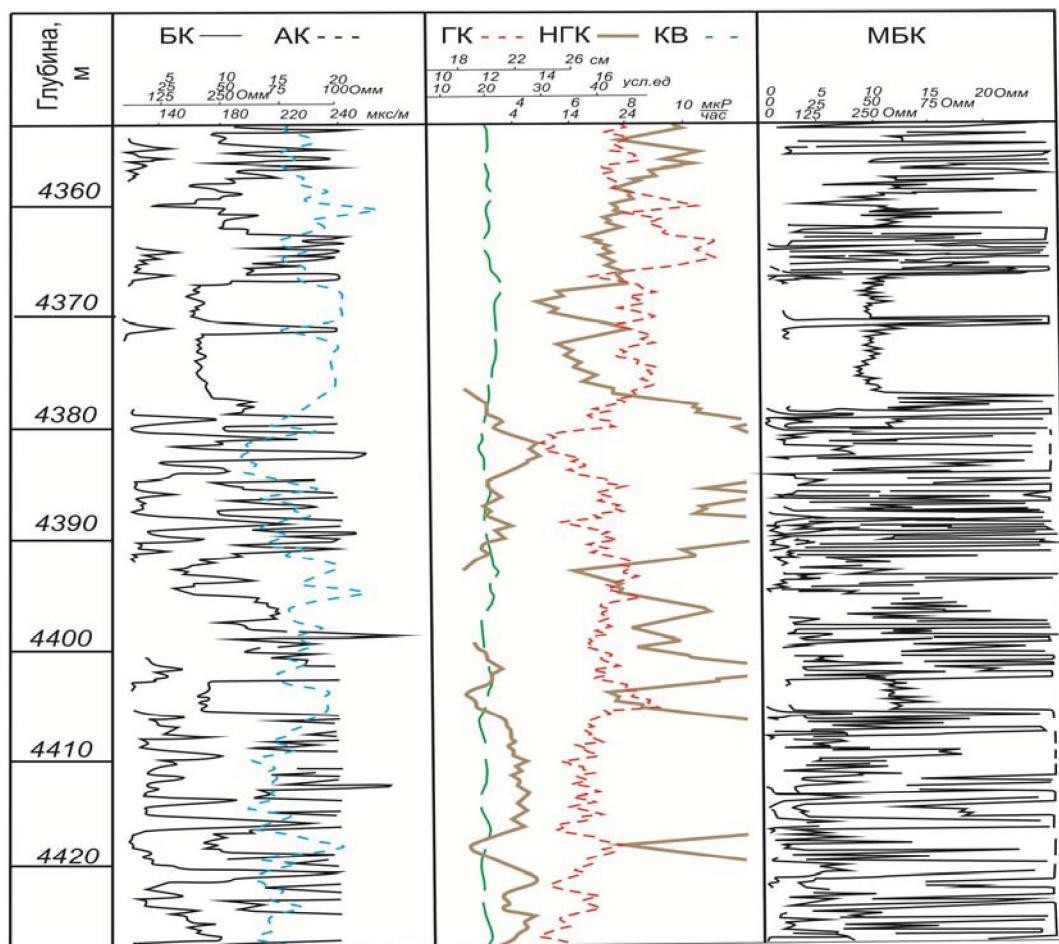


Рисунок 4 – Комплекс ГИС в тонкослоистом разрезе при бурении на соленом буровом растворе [8]

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Мараев И.А. Комплексная интерпретация результатов геофизических исследований скважин: Учебное пособие. – М., 2013. – 95 с.: С. 3-8.
- [2] Овчинников В.П., Аксенов Н.А. Буровые промывочные жидкости.
- [3] Грей Дж.Р., Дарли Г.С.Г. Состав и свойства буровых агентов (промывочных жидкостей). – М.: Недра, 1985. – С. 8-11.
- [4] Латышова М.Г., Мартынов В.Г., Соколова Т.Ф. Практическое руководство по интерпретации данных ГИС. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2007.
- [5] Amoco – Drilling Fluid Manual. Р. 335-337.
- [6] Джеббар Тиабанд Эрл Ч. Дональдсон – Petrophysics. – С. 269-275
- [7] Методические рекомендации по определению подсчетных параметров залежей нефти и газа по материалам геофизических исследований скважин с привлечением результатов анализов керна, опробований и испытаний продуктивных пластов / Под ред. Б. Ю. Вендельштейна, В. Ф. Козяра, Г. Г. Яценко. – Калинин, 1990.
- [8] Борисенко Г.Т., Исагалиева А.К. Анализ комплекса геофизических исследований глубоких скважин восточного борта Прикаспийской впадины // Труды Междунар. научно-практ. конф. «Актуальные проблемы гидрогеологии и инженерной геологии на современном этапе», посвященному 80-летнему юбилею кафедры гидрогеологии и инженерной геологии Казахского национального технического университета им. К. И. Сатпаева. – Алматы, 2013. – С. 249-252
- [9] Борисенко Г.Т., Исагалиева А.К. Петрофизическая и интерпретационная модели подсолевых терригенных отложений восточного борта Прикаспийской впадины // Труды «Роль и место молодых ученых в реализации новой экономической политики Казахстана». Международные Сатпаевские чтения. – Т. III. – 2015. – С. 399-406.

REFERENCES

- [1] I.A. Maraev, «Integrated interpretation of well logging». Tutorial - M.; 2013.
- [2] V.P. Ovchinnikov, N.A. Aksenov – “Drilling fluids”.
- [3] G.R. Gray, H.C.H. Darley “Composition and properties of oil well drilling fluids (completion fluids)” M.: Subsoil, 1985.
- [4] Latyshova M.G., Martynov V.G., Sokolova T.F. Practical guidance on the interpretation of GIS data. Textbook. M.: LLC "Nedra - Businesscenters," 2007. 327 s. (inRuss.).
- [5] Amoco – Drilling Fluid Manual, pp. 335-337.
- [6] Dzhebbabar Tiab, Earl C. Donaldson - Petrophysics, pp. 269-275
- [7] Methodical recommendations on the definition of calculation parameters of oil and gas well logging materials involving the results of core analysis, sampling and testing of reservoirs. Edited by B.J. Vendelshteyn, V.F. Kozyar, G.G. Yatsenko. Kalinin, 1990.
- [8] Borisenko G.T., Isagalieva A.K. «Analysis of geophysical investigations of deep wells eastern side of the Caspian depression». Proceedings of the International scientific-practical conference «Actual problems of hydrogeology and engineering geology at the present stage», devoted to the 80th anniversary of the Department of Hydrogeology and Engineering Geology of the Kazakh National Technical University named after K.I. Satpayev. Almaty, 2013 pp. : 249-252
- [9] Borisenko G.T., Isagalieva A.K.. Petrophysical interpretation model and sub-salt terrigenous deposits of the eastern side of the Caspian Basin. Proceedings "The role and place of young scientists in the implementation of the new economic policy of Kazakhstan." International Satpaev readings. Volume III, 2015 pp.399-406.

ӘРТҮРЛІ БҮРГЫЛАУЫШ ЕРІТІНДІЛЕРДЕ БҮРГЫЛАУ БАРЫСЫНДА МҰНАЙ-ГАЗ ҮҢГЫМАЛАРЫН ЗЕРТТЕУДІҢ ГЕОФИЗИКАЛЫҚ ӘДІСТЕРИНІң ТИМДІЛІГІ

Г. Т. Борисенко, Н. Е. Закирова, А. Б. Жаманшалова

Қ. И. Сәтбаев атындағы Қазақ ұлттық техникалық зерттеу университеті, Алматы, Қазақстан

Тірек сөздер: коллектор, тау жынысы, кеуектілік, керн, өткізгіштік, суғақаныққан, мұнайғақаныққан, геофизикалық әдістер, менишікті электр кедергі, гамма каротаж, нейтрондық гамма каротаж, бүргылау ерітіндісі, жуу сүйықтық, жуу сүйықтықтар классификациясы.

Аннотация. Үңғымаларды геофизикалық зерттеудерінің (ҮГЗ) оптималды міндетті кешені әдістерінің құрамы, көбінесе, геологиялық тілме ерекшеліктеріне және жуу сүйықтықтың параметрлеріне байланысты. Қошилік аудандарда бүргылау ерітінді фильтратының кедергісі рф кабаттық су кедергісінен айтарлықтай жоғары болған кездеңі тұщы бүргылау ерітіндісінде жүргізіледі. Бүргылау ерітінді кедергісінің төмендеуімен бірге индукционды каротаж (ИК) тиімділігі бірден төмендейт үседі. Бір уақытта әр түрлі зерттеу тәрепінде көбінесе әдістер, әсіресе КК, БКЗ, МКЗ БК, МБК, колдануға жарамсыз. Фильтрленбейтін ерітіндіде бүргылау барысында электрлік әдістердің ішінен тек индукционды каротаж (ИК) қолданылуы мүмкін.

Қабаттардың коллекторлық қасиеттерін сақтау және бүргылау барысында болатын қындықтардың алдын алу мақсатында мұнай негізінде бүргылау ерітінділері пайдаланылады. Фильтрленбейтін (мұнай негізінде) бүргылау ерітінділердің маңызды ерекшеліктеріне – оның жоғары электрлік кедергіге ие болуы, коллекторлар, үңғыма қабырғасындағы сазды қабырғалар секілді қабаттарға ерітіндін мүлдем ене алмауы жатады. Фильтрленбейтін ерітінділер – электрлік оқшаулауыштар болып табылады, сондықтан электродтардың жыныстарымен тікелей электрлік байланысуын талап ететін әдістер, әсіресе КК, БКЗ, МКЗ БК, МБК, колдануға жарамсыз. Фильтрленбейтін ерітіндіде бүргылау барысында электрлік әдістердің ішінен тек индукционды каротаж (ИК) қолданылуы мүмкін.

Үңғымаларды әртүрлі бүргылау ерітінділерде бүргылау кезіндегі ҮГЗ кешендерінің мысалдары мен пайдаланылатын бүргылау ерітінділердің талдауы берілді.

Поступила 02.02.2016 г.