

УДК 550.832:622244 (571.5)

Клятышева Л.Р.ФГУП «Всероссийский нефтяной научно-исследовательский геологоразведочный институт (ФГУП «ВНИГРИ»), Санкт-Петербург, Россия, ins@vnigri.ru

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН ПРИ БУРЕНИИ НА ПЛОЩАДЯХ НЕПСКО-БОТУОБИНСКОЙ АНТЕКЛИЗЫ

По результатам испытаний скважин Непско-Ботубобинской нефтегазоносной области Восточной Сибири рассмотрены и оценены основные геолого-технические условия геофизических исследований скважин и их влияние на эффективность этих работ. Отмечено, что применяемые технологии бурения и типы буровых растворов в основном повышают производительность бурения, увеличивают устойчивость ствола скважины и снижают себестоимость работ.

Ключевые слова: геофизические исследования скважин, испытания скважин, прискважинная зона, Непско-Ботубобинская нефтегазоносная область.

Современный этап геологоразведочных работ на нефть и газ характеризуется усложнением горно-геологических условий изучаемых разрезов и объектов. Это, в свою очередь, повышает требования к эффективности геофизических исследований скважин (ГИС).

Вопросы влияния различных технических факторов на информативность ГИС, а, следовательно, и на их эффективность, освещены А.В. Ручкиным (1992). Влияние отдельных геолого-технических условий рассмотрено в разнообразных руководствах и методических пособиях.

Практически все эти материалы подтверждают, что качество и информативность исходных материалов ГИС зависят от геолого-технических условий, которые определяются особенностями проводки скважин.

На эффективность ГИС влияют следующие факторы:

- тип и свойства буровых растворов;
- техническое состояние открытого ствола скважины;
- время проведения каротажа после вскрытия пород;
- минерализация пластовых вод;
- разнообразные добавки в буровые растворы;
- диаметр скважины;
- толщины пластов;
- глинизация стенки скважины;
- кольматация пластов-коллекторов в прискважинной части пластов;

- наличие в пластах больших зон проникновения фильтрата бурового раствора;
- поглощение бурового раствора в перспективных на нефть и газ интервалах;
- закачка в открытый ствол тампонирующих смесей;
- депрессия на пласт;
- минеральный состав и емкостные свойства пород.

Главной задачей ГИС является выделение пород-коллекторов и оценка характера их насыщения, которая решается путем количественной интерпретации [Клятышева, Митасов, 2009]. Именно здесь, при оценке и определении подсчетных параметров пластов-коллекторов, а именно их пористости и коэффициента насыщенности, следует учитывать скважинные условия проведения каротажа.

В статье по литературным источникам и по результатам испытаний скважин Непско-Ботуобинской антеклизы комплексно рассматривается влияние геолого-технических условий, определяющих качество проведения ГИС, что дополняет соответствующие разработки и выводы предшественников.

Охарактеризуем несколько наиболее значимых факторов: *состав буровых растворов, их тип и свойства.*

В технологии бурения скважин к буровому раствору (промывочной жидкости) предъявляются требования, которые направлены, в основном, на улучшение процесса бурения [Грей, Дарли, 1985]. Нередко условия проводки скважины определяют эффективность их исследования геофизическими методами, например, образованием тонкой глинистой корки и небольшой зоны проникновения.

Тип и свойства буровых растворов оказывают существенное влияние на фильтрационные свойства вскрываемых пород, изменяя их свойства в прискважинной зоне, что отражается как на геофизических параметрах коллекторов, так и на продуктивности выделенных пластов при испытании.

Объектом изучения явились данные по скважинам нескольких площадей Восточной Сибири, расположенных в пределах Непско-Ботуобинской антеклизы, средняя глубина которых 1740 м. В разрезе этих скважин выделяются терригенные и карбонатные отложения, и галогенно-карбонатная толща.

Сведения о составе и типе промывочных жидкостей, применяемых при бурении скважин, представлены в табл. 1. Как видно из таблицы, в зависимости от вскрываемых отложений применялись различные промывочные жидкости, удельный вес которых варьирует от 1.04 до 1.26 г/см³, вязкость – от 16 до 85 сек.

Таблица 1

Сведения о составе и типе применяемых промывочных жидкостей в скважинах НБА

Площадь, № скв	Интервал, м		Состав раствора	Параметры р-ра	
	от	до		у.в.кг/см ³	вязкость
Северо-Чонская 1	0	87	Пресный глинистый	1.06-1.08	55-65
	87	107	Пресный глинистый раствор, обработанный кальцинированной содой	1.06	25-35
	107	485	Пресный глинистый раствор, обработанный кальцинированной содой	1.04-1.06	25-30
	485	1425	Солевой	1.2	17-18
	1425	1680	Насыщенный раствор соли	1.20-1.23	
	1680	1760	Полимер-солевой	1.21	30
Вакунайская 12	0	443	Пресный глинистый	1.18	30
	443	1530	Соленасыщенный	1.22	16
	1530	1753	Полимер-солевой	1.25	60
Вакунайская 3	0	641	Пресный, бентонитовый	1.05-1.14	30-60
	641	1755	Полимер-солевой	1.22-1.26	20-32
Вакунайская 11	0	468	Пресный глинистый	1.09	30-40
	468	1035	Насыщенный солевой	1.21	17-18
	1035	1550	Насыщенный солевой	1.23	20-30
	1550	1663	Полимер-солевой	1.22	40-45
	1663	1794	Полимер-солевой	1.24	25-35
Вакунайская 18	0	412	Пресный глинистый	1.08	20-25
	412	455	Глинистый	1.07	25-30
	455	1058	Соленасыщенный	1.222	15-16
	1058	1620	Соленасыщенный	1.222	20
	1620	1761	Полимер-солевой, обработанный целогумом	1.223	35
Вакунайская 10	150	185	Глинистый раствор	1.08	85
	185	413	Техническая вода		
	413	913	Насыщенный солевой	1.23	17
	913	1489	Насыщенный солевой	1.235	16
	1489	1670	Полимер-солевой	1.22	30-34
	1670	1694.5	Полимер-солевой	1.23	30-35
Вакунайская 2	0	450	Пресный бентонитовый раствор, обработанный КМЦ, крахмалом, каустической содой	1.06	20-26
	450	1747	Полимер-солевой	1.19-1.23	20-26
Верхне-Чонская 108	0	70	Глинистый	1.06-1.10	35
	70	103	Техническая вода		
	103	105	Глинистый	1.08	40-50
	105	570	Техническая вода		
	570	1502	Насыщенный раствор соли	1.21-1.23	
	1502	1710	Полимер-солевой	1.22-1.23	18-21
Верхне-Чонская 68	0	630	Пресный, бетонитовый	1.15	42
	630	1668	Полимер-солевой	1.2	20
Вакунайская 26	0	160	Пресный глинистый	1.1	36
	160	413	Техническая вода		
	413	1735	Насыщенный соляной раствор	1.22	17

Верхняя часть разреза отложений вскрывается на пресном глинистом растворе, иногда обработанном кальцинированной содой и карбоксиметилцеллюлозой. В редких случаях – на технической воде с глинистой наработкой за счет разбурывааемых пород.

Техническая вода в качестве промывочной жидкости применялась в скважинах, чтобы не создавать больших депрессий в системе «скважина-пласт». Недостатком использования технической воды является высокая степень ее фильтрации во вскрываемые породы и отсутствие глинистой корки на стенке скважины против проницаемых пород – один из прямых признаков коллектора, выделяемого методами ГИС (кавернометрия, микрозондирование).

В целом, пресные растворы по своим параметрам благоприятны для выделения коллекторов по наличию глинистой корки и зоны проникновения, контрастной с незатронутой частью пласта.

При вскрытии и бурении соленосного интервала разреза скважин, происходит насыщение промывочной жидкости солью. Здесь увеличение плотности бурового раствора и высокая концентрация солей связаны с геологическими и технологическими условиями бурения скважин. Утяжеление минерализованной промывочной жидкости приводит к образованию в породах-коллекторах глубоких зон проникновения при отсутствии глинистой корки на стенке скважины.

Увеличение плотности промывочной жидкости вызывает глинизацию (кольматацию) прискважинной части проницаемого пласта. Это ухудшает его коллекторские свойства и усложняет оценку пористости радиоактивными методами ГИС, которые имеют малый радиус исследования.

Высокая электропроводность промывочной жидкости и ее фильтрата, проникающего в пласт, снижает информативность электрических и электромагнитных методов каротажа за счет растекания электрического поля по проводящему стволу скважины.

На рис. 1 представлен пример воздействия на прискважинную часть пласта двух основных рассмотренных видов растворов: глинистых и безглинистых.

Техническое состояние открытого ствола скважины оказывает влияние на результаты ГИС за счет отличия фактического сечения ствола скважины от проектного [Ручкин, 1992].

Увеличение диаметра скважины существенно влияет на показания всех методов ГИС. При этом степень влияния зависит от радиуса исследования отдельного метода. Важно знать, что закладываемые для методов ГИС (аппаратурные и интерпретационные) поправки за влияние скважинных условий обычно рассчитываются для четко обозначенных условий,

(сечение и профиль ствола скважины), которые могут отличаться от реальных скважинных условий. В случаях значительного расхождения информативность методов ГИС и эффективность их интерпретации будет снижаться.

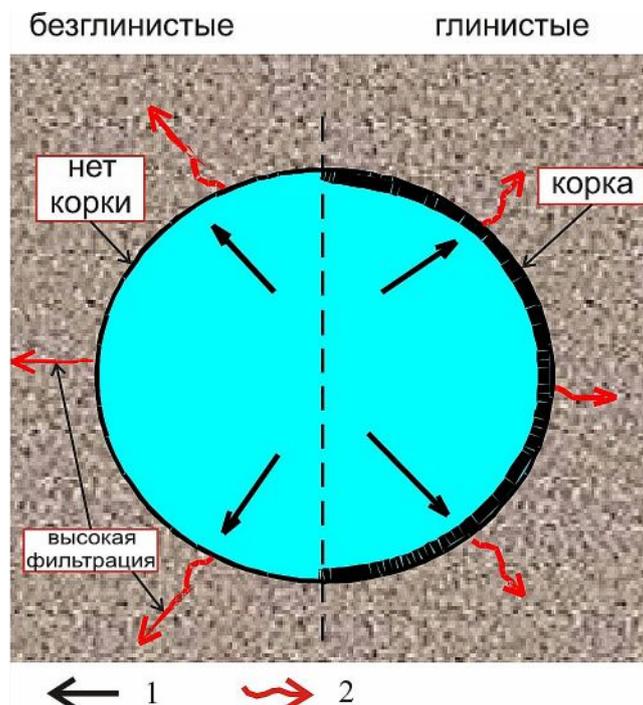


Рис. 1. Схема воздействия безглинистых и глинистых растворов на прискважинную часть пласта

1 – линии движения бурового раствора; 2 – линии направления фильтрации.

Техническое состояние открытого ствола скважины определяется в основном следующими факторами [Ручкин, 1992]:

- размывом и активным разрушением часто переслаивающихся пород различной плотности (рис. 2а). Этот фактор резко снижает эффективность всех видов исследований, выполняемых приборами с прижимными устройствами (МК, БМК, ГГКП, ГДК, ОПК, СКО);
- отличием фактического сечения ствола скважины от кругового (рис. 2б). Наличие желобов и других отклонений приводит к отличию от круглого сечения ствола скважины, что затрудняет учет влияния скважины на показания зондов БКЗ, БК, ИК, ГК и нейтронных методов (НГК, ННК).

Эти факторы характерны для скважин Непско-Ботубинской антеклизы. На рис. 2 показаны примеры изменения состояния ствола скважины, влияющие на эффективность ГИС.

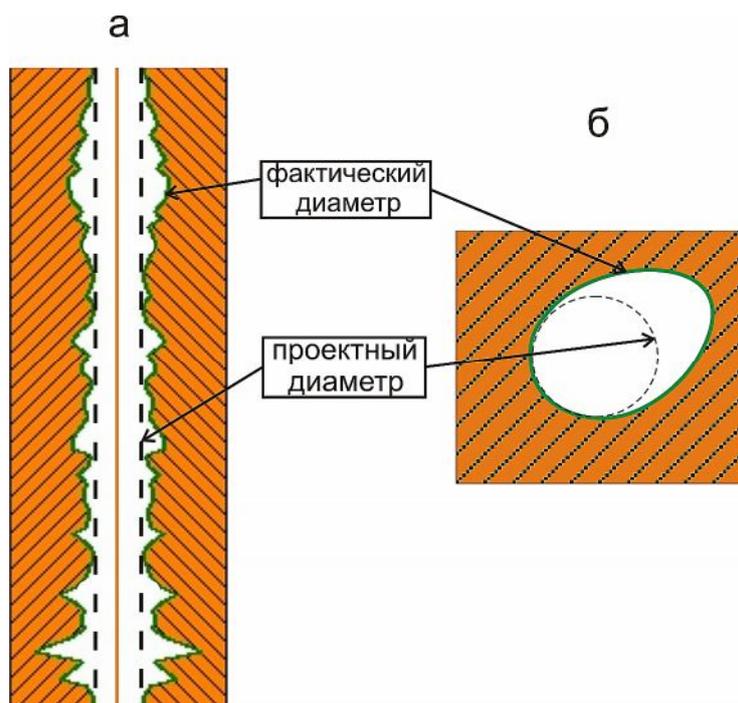


Рис. 2. Изменение состояния открытого ствола скважины как фактор снижения эффективности ГИС

а – продольное сечение ствола скважины при частом переслаивании пород различной плотности; б – отклонение фактического сечения ствола скважины от кругового.

Негативное влияние на информативность ГИС оказывает *время проведения каротажа после вскрытия пород*. С одной стороны, повышение скорости бурения ведет к уменьшению времени контактирования раствора с породами разреза, а с другой – увеличение интервала бурения без проведения ГИС приводит к изменению свойств прискважинной зоны всего ранее вскрытого интервала. В этом случае время контактирования промывочной жидкости с породами примерно линейно уменьшается от кровли изучаемого разреза к забою скважины [Ручкин, 1992].

Исследования ГИС выполняются в процессе строительства скважины (ее бурения). При достижении глубины скважины, установленной в геолого-техническом наряде, проводятся промежуточные исследования, связанные, в основном, с геологической привязкой разреза. Эти задачи решаются обычно на уровне качественной интерпретации данных ГИС. Далее идут детальные исследования, в перспективных интервалах. Здесь проводится количественная интерпретация с выдачей значений пористости и коэффициентов насыщенности пород. От достоверности получения этих данных зависит принятие дальнейших решений по перспективности не только вскрытых отложений скважины, но и района в целом. Поэтому эти важные работы ГИС должны выполняться не только в сроки окончания этапа строительства скважины, но и с учетом эффективности проведения ГИС.

В первую очередь должны выполняться исследования, информативность которых снижается с увеличением зоны проникновения фильтрата бурового раствора. Это электрические и электромагнитные методы (ПС, БК, БМК, ИК, БКЗ, МК). Затем методы, отражающие литологию и пористость пород (ГК, НК, АК, ГГКП). Завершают исследования, при необходимости, прямые методы – ГДК, ОПК, СКО, ИПТ.

Действующей технической инструкцией по проведению геофизических исследований в скважинах регламентируется проведение детальных ГИС не позднее 5 суток после вскрытия изучаемого интервала бурением¹.

Время контактирования промывочной жидкости с пластами оказывает влияние не только на эффективность ГИС, но и на результаты испытаний в открытом стволе, что показано на рис. 3. В скв. 18-Вакунайской Непско-Ботубинской антеклизы при забое 1734 м было проведено испытание интервала 1687-1734 м, в результате чего получено 1.5 тыс. м³/сут. газа и 14 м³/сут. фильтрата бурового раствора. При последующем углублении испытан интервал 1687-1762 м и было получено 0.3 тыс. м³/сут. газа и 3.8 м³/сут. фильтрата бурового раствора. То есть, приток и газа, и фильтрата бурового раствора уменьшился почти в пять раз. Это объясняется увеличением степени коагуляции пластов-коллекторов вследствие длительного воздействия промывочной жидкости на пласт.

Не менее важным геолого-техническим условием является *минерализация пластовых вод*. Концентрация различных солей в пластовых водах обуславливает их проводимость [Гиматудинов, 1971].

Проводимость пласта определяется проводимостью матрицы породы и пластовой воды, заполняющей поровое пространство. В «чистых неглинистых» породах, удельное электрическое сопротивление находится в прямой зависимости от сопротивления пластовой воды и ее пористости.

Пластовые воды площадей и месторождений Непско-Ботубинской антеклизы характеризуются предельной концентрацией минеральных солей. Согласно имеющимся литературным источникам суммарное содержание солей в пластовых водах достигает величин 375 г/л.

В случае, когда минерализация бурового раствора близка к минерализации пластовой воды, проницаемые пласты сложно выделить по изменению электрических свойств пласта. В этом случае минерализованный фильтрат бурового раствора, проникая в пласт-коллектор, мало изменяет удельное сопротивление незатронутой части.

¹ Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах: РД 153-39.0-072-01. – М.: Минэнерго России, 2001. – 272 с.

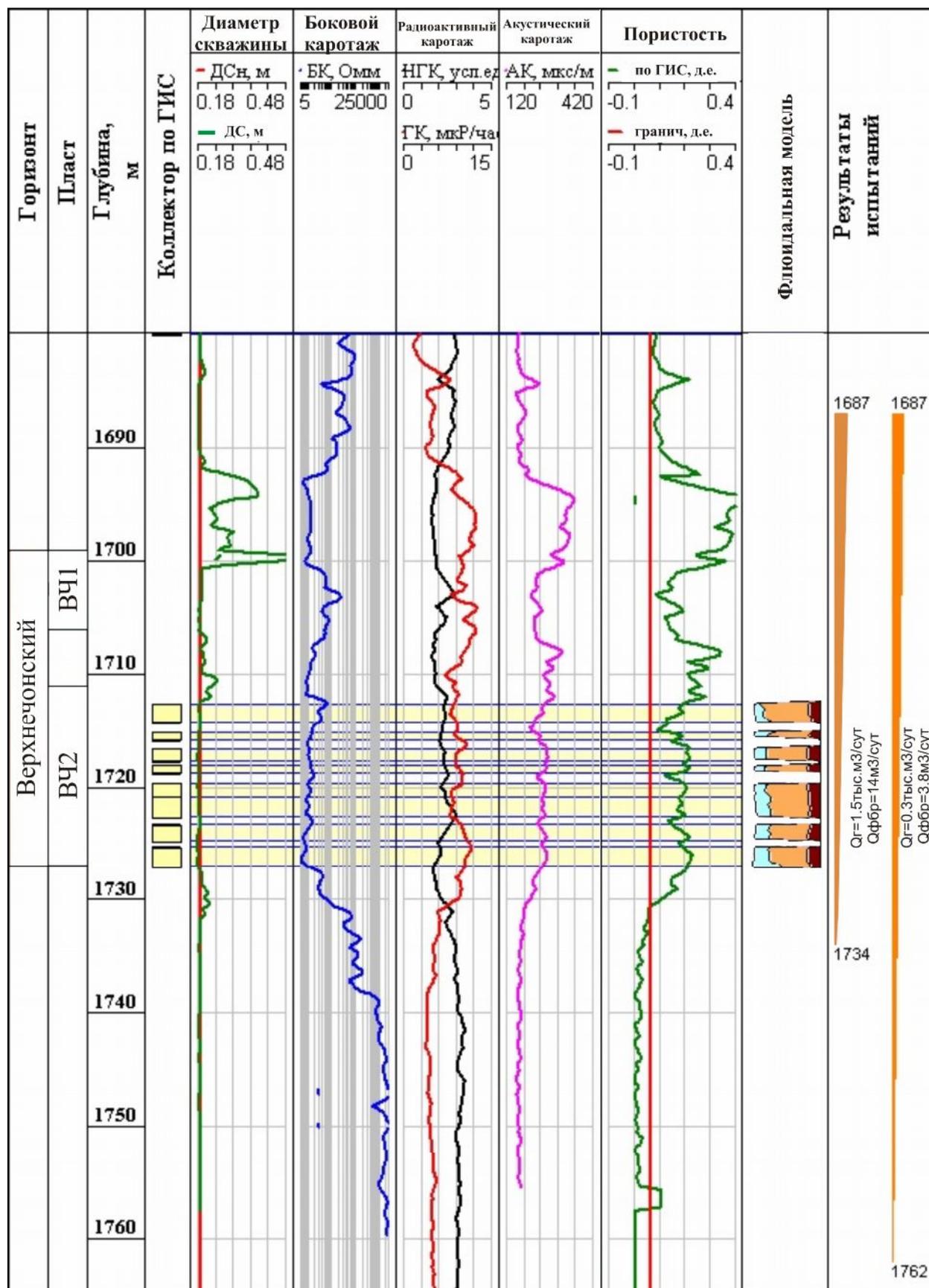


Рис. 3. Влияние времени между вскрытием и испытанием интервала на степень кольтматции в скв. 18-Вакунайской

1 – пласт-коллектор; 2 – вода; 3 – газ; 4 – нефть.

Отсутствие контраста между минерализацией пластовой воды и промывочной жидкости исключает образование аномалии ПС против проницаемого пласта. Эти причины приводят к ограничению применяемого комплекса, из которого исключаются традиционные методы ПС, МК и практически ограничиваются возможности ИК.

На рис. 4 представлены данные по скв. 5-Даниловской Непско-Ботубинской антеклизы.

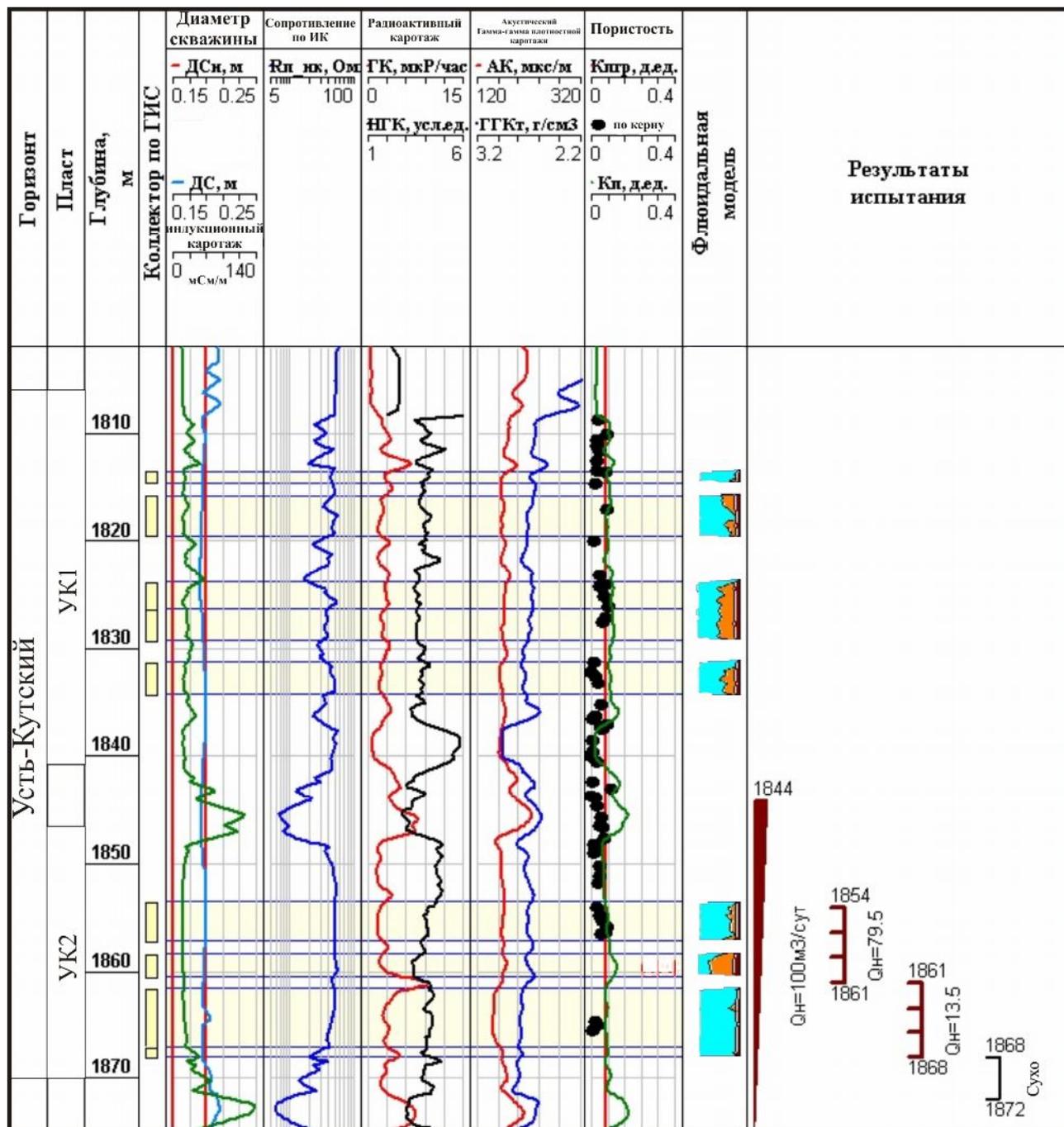


Рис. 4. Влияние минерализации пластовых вод на результаты интерпретации данных ГИС в скв. 15-Даниловской

Условные обозначения см. на рис. 3.

В результате интерпретации данных ГИС по этой скважине были выделены коллекторы, характер насыщения которых определен как водонасыщенный. Однако в результате опробования в открытом стволе и испытания в эксплуатационной колонне была получена нефть. В данном случае неверное заключение по результатам ГИС было связано с искажением показаний электрических методов в условиях высокой и близкой минерализации пластовой воды и промывочной жидкости.

На рис. 5 обобщены геолого-технические и геофизические данные по исследуемым скважинам Непско-Ботуобинской антеклизы.

В результате изучения литературных данных и оценки влияния основных геолого-технических условий на эффективность ГИС на площадях Восточной Сибири можно сформулировать следующие выводы:

- важнейшими факторами, влияющими на информативность ГИС, являются тип и свойства буровых растворов, техническое состояние открытого ствола скважины, время проведения каротажа после вскрытия пород, минерализация пластовых вод;

- в каждом районе, связанном с одним месторождением или группой месторождений, целесообразно изучать влияние различных технологий бурения и конструкции скважин на информативность методов ГИС;

- информативность любого выбранного комплекса ГИС, вероятно, особенно зависит от технологии бурения скважины и свойств промывочной жидкости;

- любые типы и рецептуры промывочной жидкости повышают эффективность решения одной группы геологических задач и снижают эффективность другой группы задач;

- оптимальные сроки проведения ГИС после вскрытия перспективного интервала бурением в каждом случае должны определяться опытным путем с учетом конкретной технологии бурения скважин и геологических особенностей изучаемого разреза, однако, не превышать 5 суток.

Хочется отметить, что все технологии бурения и различные типы буровых растворов направлены в основном на повышение производительности бурения, увеличение устойчивости ствола скважины и снижение себестоимости работ. Но не стоит забывать, что без качественных и эффективных ГИС не могут быть решены многие задачи поисково-разведочных работ, разработки и эксплуатации месторождений.

Безусловно, что без должного геолого-геофизического освещения разреза, задачи бурения останутся невыполненными.

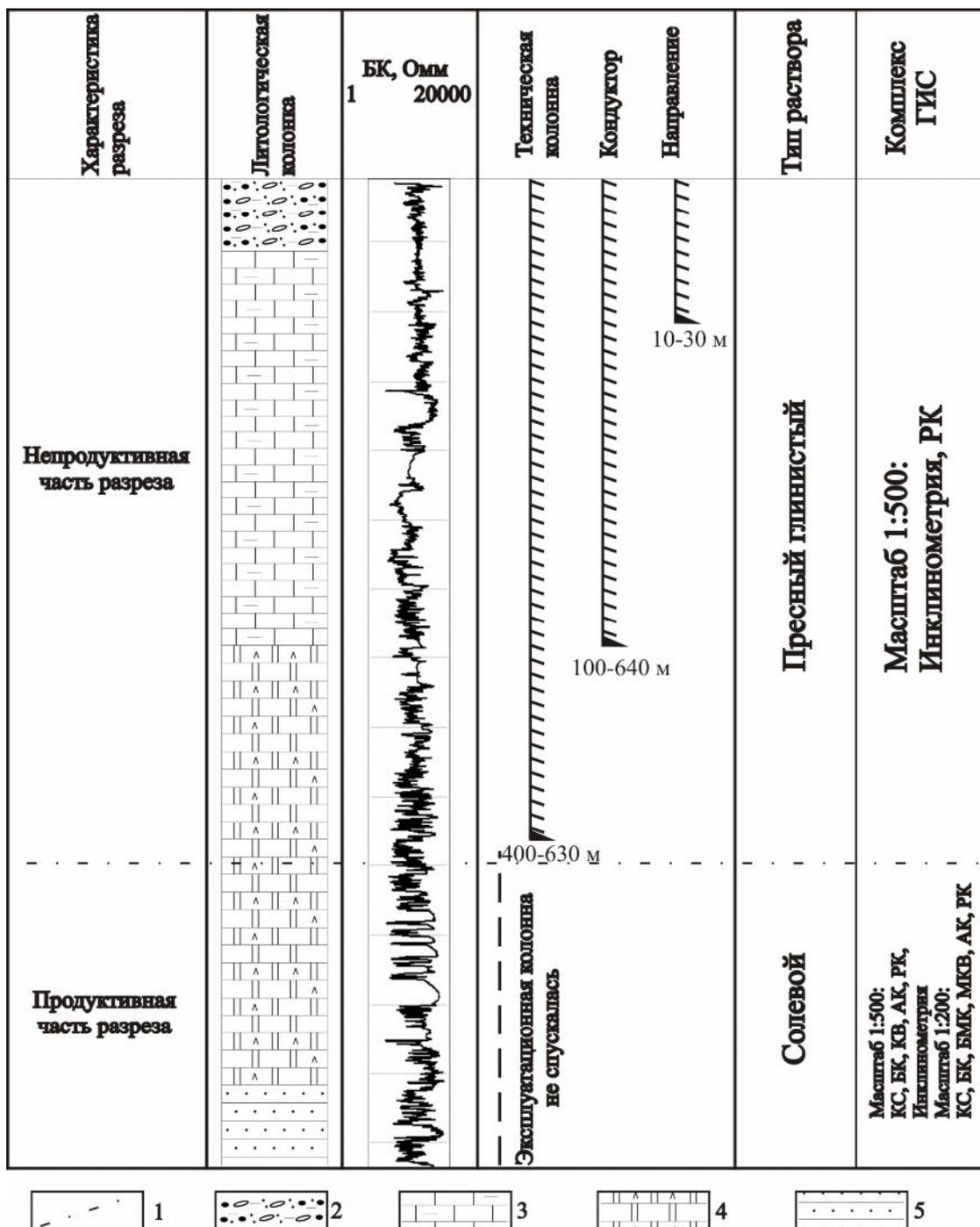


Рис. 5. Схема применения буровых растворов и комплекса ГИС на разных этапах проходки скважины

1 – условная линия разделения продуктивной и непродуктивной частей разреза; 2 – четвертичные отложения; 3 – карбонатно-галогенная толща; 4 – карбонатно-сульфатная толща; 5 – терригенная толща.

В решении этой проблемы необходимо найти разумный компромисс между совершенствованием технологических параметров бурения и повышением эффективности ГИС.

Литература

Гиматудинов Ш.К. Физика нефтяного и газового пласта. Учебное пособие. Изд. 2, перераб. и доп. – М.: Недра, 1971. – 312 с.

Грей Дж. Р., Дарли Г. С. Г. Состав и свойства буровых растворов (промысловых жидкостей): пер. с англ. – М.: Недра, 1985. – 509 с.

Клятышева Л.Р., Митасов В.И. Петрофизическая оценка карбонатных отложений Восточной Сибири в условиях ограниченного комплекса геофизических исследований /Под ред. О.М. Прищепы и др. //Нефтегазгеологические исследования и вопросы рационального освоения углеводородного потенциала России: сб. науч. статей. – СПб.: ВНИГРИ, 2009. – С. 225-228.

Ручкин А.В. Технология геофизических исследований нефтегазоразведочных скважин в осложненных геолого-технических условиях - автореферат диссертации на соискание ученой степени д.г.-м.н. – Тверь, 1992. – С.10-26.

Klyatysheva L.R.

All-Russia petroleum research exploration institute (VNIGRI), St. Petersburg, Russia, ins@vnigri.ru

EFFICIENCY OF WELL LOGGING IN DRILLING IN THE NEPSKO-BOTUOBA ANTECLISE AREAS

The basic geological-technical conditions of well logging and their influence on the efficiency of these works are considered and estimated on the results of well testing in the East Siberia Nepsko-Botuoba oil-gas region. It is noted that the technologies of drilling and the types of drilling muds being used mainly increase drilling productivity, well hole steadiness and decrease work cost price.

Key words: well logging, well testing, near-well zone, Nepsko-Botuoba oil-gas region.

References

Gimatudinov Š.K. Fizika neftânogo i gazovogo plasta. Učebnoe posobie. Izd. 2, pererab. i dop. – М.: Nedra, 1971. – 312 s.

Grej Dž. R., Darli G. S. G. Sostav i svojstva burovyh rastvorov (promyvočnyh židkostej): per. s angl. – М.: Nedra, 1985. – 509 s.

Klâtýševa L.R., Mitasov V.I. Petrofizičeskaâ ocenka karbonatnyh otloženij Vostočnoj Sibiri v usloviâh ograničennogo kompleksa geofizičeskih issledovanij / Pod red. O.M. Prišepy i dr. // Neftegazogeologičeskie issledovaniâ i voprosy racional'nogo osvoeniâ uglevodorodnogo potenciala Rossii: sb. nauč. statej. – SPb.: VNIGRI, 2009. – S. 225-228.

Ručkin A.V. Tehnologiâ geofizičeskih issledovanij neftegazorazvedočnyh skvažin v osložnennyh geologo-tehničeskih usloviâh. - avtoreferat dissertacii na soiskanie učenoj stepeni d.g.-m.n. – Tver', 1992. – S.10-26.