

Пролетарии всех стран, соединяйтесь!

ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА

Основан в 1956 г.

ЕЖЕМЕСЯЧНЫЙ
НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ
МИНИСТЕРСТВА ГЕОЛОГИИ СССР,
МИНИСТЕРСТВА ГАЗОВОЙ
ПРОМЫШЛЕННОСТИ
И МИНИСТЕРСТВА НЕФТЯНОЙ
ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Трудящиеся Советского Союза!
Залог успешного осуществления
главной задачи пятилетки —
значительного повышения
благосостояния народа
на основе мощного подъема
социалистической экономики —
в нашем самоотверженном труде!
Все силы на выполнение
намеченных XXIV съездом партии
планов хозяйственного
и культурного строительства!

(Из Призывов ЦК КПСС
к 1 мая 1972 г.)

6 ● ИЮНЬ ● 1972

Гл. редактор С. П. Максимов

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ:

*А. Г. Алексин, А. И. Богданов,
В. Г. Васильев, Н. Б. Вассоевич,
И. В. Высоцкий, Г. Л. Гришин,
Б. Ф. Дьяков, И. А. Еременко,
Н. С. Ерофеев, И. П. Зубов,
М. С. Львов (зам. гл. редактора),
С. П. Максимов (гл. редактор),
М. Ф. Мирчинк, Г. П. Ованесов,
Л. И. Ровнин, В. В. Семенович,
акад. А. А. Трофимук, В. В. Федьинский*

Адрес редакции:

103031 Москва, К-31,
Кузнецкий мост, д. 26.
Тел. 221-68-44

Издательство «Недра»
103012 Москва, К-12,
Третьяковский проезд, д. 1/19

Выделение коллекторов в разведочных скважинах Крыма и оценка характера их насыщения по данным электрометрии способом задавливания бурового раствора

За последние годы на территории Крыма открыты месторождения газа и конденсата в отложениях майкопа (Джанкойское, Стрелковое), палеоцена (Глебовское, Задорненское и др.) и нижнего мела (Западно-Октябрьское). В верхнемеловых отложениях имеются прямые признаки нефтегазоносности.

В отложениях майкопа и палеоцена задача выделения коллекторов и оценки характера их насыщения во многих случаях решается однозначно. В меловых отложениях стандартными методами промысловой геофизики эта задача однозначно не решается.

Верхнемеловые отложения представлены повсеместно карбонатными породами с трещинами и пустотами вторичного происхождения. По данным анализов керна, пористость их не превышает 4%. Интенсивные нефтегазопрооявления и поглощения промысловой жидкости позволили предполагать в известняках наличие коллекторов трещинно-кавернозного типа. Коллекторами нижнего мела являются алевролиты, песчаники и туфы, характеризующиеся низкой пористостью и проницаемостью менее 0,01 мД. Только единичные образцы имеют пористость 10—12% и проницаемость в несколько десятых долей миллидари.

Некоторые положительные результаты по выделению коллекторов в верхнемеловых отложениях были получены методом временных замеров [2]. В отложениях нижнего мела этот метод оказался не эффективным.

Для выделения коллекторов и оценки характера их насыщения был предложен способ, заключающийся в сравнении кажущихся сопротивле-

ний (ρ_k), зарегистрированных одним и тем же зондом в обычных условиях и после задавливания в коллекторы бурового раствора, той же минерализации, на котором бурилась скважина.

В настоящее время исследование этим способом проводится во всех разведочных скважинах, в разрезе которых имеются все типы коллекторов, встречающиеся в Крыму. Для измерения ρ_k используется аппаратура семиэлектродного бокового каротажа БК-7.

Преимущества зондов с фокусировкой тока для исследования разрезов скважин общеизвестны [4]. К тому же аппаратурой БК-7 имеется возможность измерять ρ_k двумя зондами семиэлектродного бокового каротажа L1,2 q1 и L3 q4 и одним зондом девятиэлектродного псевдобокового каротажа LB3 LA1,2 q1, которые обладают различной глубиной исследования. Это имеет существенное значение, так как в разрезе скважины могут быть встречены коллекторы с различной глубиной промытой зоны и зоны проникновения.

Исследования путем задавливания бурового раствора проводят в такой последовательности:

1) в исследуемом интервале глубин измеряют ρ_k тремя зондами БК-7;

2) спускают одну свечу бурильного инструмента, навинчивают ведущую трубу и закрывают превентор;

3) грязевым насосом задавливают в скважину определенный объем бурового раствора;

4) открывают превентор, извлекают бурильный инструмент и проводят повторный замер ρ_k в том же интервале глубин.

Сопоставляя основной и повторный замеры, по изменению ρ_k выделяют коллекторы, а по характеру изменения ρ_k (увеличение или снижение), с учетом диаграммы ПС, оценивают характер насыщающего их флюида.

Давление задавливания выбирают из расчета, чтобы оно превышало потерю давления в кольцевом пространстве во время бурения. При циркуляции бурового раствора на стенки скважины действует не только гидростатическое давление столба бурового раствора, но и давление потерь в кольцевом пространстве. Очевидно, что толщина глинистой корки, образовавшейся на стенке коллектора, будет определяться перепадом давлений:

$$\Delta P = P_p + P_{\text{п}} - P_{\text{пл}},$$

где P_p — гидростатическое давление столба бурового раствора; $P_{\text{п}}$ — давление потерь в кольцевом пространстве; $P_{\text{пл}}$ — пластовое давление.

При исследованиях создавали давления, превышающие $P_{\text{п}}$ на 20—30%. $P_{\text{п}}$ рассчитывали по справочнику [9].

Рассчитать оптимальный объем задавливаемого бурового раствора очень сложно. Он зависит от мощности коллекторов, их эффективной пористости, глубины проникновения и других факторов, учесть которые практически невозможно. В результате проведенных исследований в Крыму установлено, что для получения положительных результатов достаточно задавить не более 3 м³ бурового раствора на 100-метровую толщу коллекторов с пористостью до 10%. Физической основой данного способа является следующее.

Под действием перепада давлений между скважиной и коллектором в последний проникает фильтрат бурового раствора или сам раствор, при этом на стенке скважины или вблизи нее образуется глинистая корка, которая препятствует дальнейшему проникновению.

С образованием глинистой корки определенной толщины процесс проникновения раствора или фильтрата

прекращается либо темп его настолько снижается, что не вызывает существенных изменений параметров зоны проникновения [1, 10, 11, 13]. В зоне проникновения всегда имеется остаточная нефтегазодонасыщенность, величина которой обратно пропорциональна глубине проникновения [6, 7]. Увеличение глубины проникновения приводит к уменьшению остаточной нефтегазодонасыщенности.

Если буровой раствор и пластовый флюид отличаются по удельному электрическому сопротивлению, то уменьшение остаточной нефтегазодонасыщенности приведет к изменению сопротивления зоны проникновения ($\rho_{\text{эл}}$). Это изменение будет тем больше, чем больше разница между удельными электрическими сопротивлениями раствора (ρ_p) и пластового флюида. Следовательно, если ρ_p и пластового флюида не равны, то по изменению ρ_k двух замеров, между которыми увеличили глубину проникновения, можно выделить коллекторы.

На многих разведочных площадях Крыма ρ_p превышает удельное электрическое сопротивление пластовой воды ($\rho_{\text{пл}}$) в 3 раза и более. Удельное же электрическое сопротивление нефти и особенно газа во много раз превышает ρ_p . Таким образом, в Крыму имеется принципиальная возможность выделять в разрезе скважин водоносные и нефтегазодонасыщенные коллекторы по данным электрометрии путем задавливания бурового раствора.

Эти исследования были проведены в скв. 1 Воскресеновской площади (рис. 1), где выделение коллекторов стандартными геофизическими методами не вызывает затруднений. Между двумя замерами ρ_k при давлении на устье в 5 ат, в скважину задавили 4 м³ бурового раствора. После того как открыли превентор, скважина отдала около 2,5 м³ раствора. Как видно из рис. 1, коллекторы довольно четко выделяются изменением ρ_k на диаграмме зонда LB3 LA1,2 q1, зарегистрированной после задавливания бурового раствора.

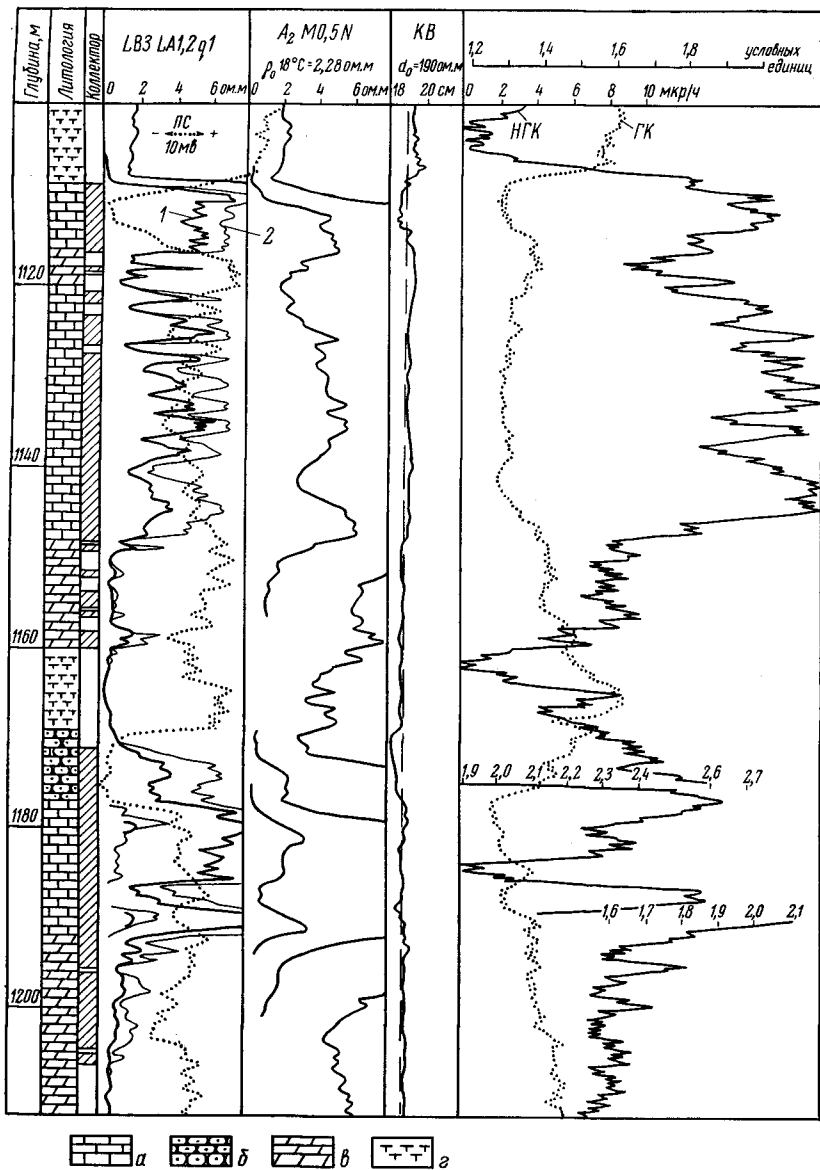


Рис. 1. Выделение коллекторов путем задавливания бурового раствора в скв. 1 Воскресенской площади.

а — известняки; б — песчаники; в — мергели; г — глины известковистые; 1 — ρ_k до задавливания раствора; 2 — ρ_k после задавливания раствора.

В центральной части Крыма в подошве нижнего мела залегают базальные песчаники неокома — нижнего апта, с которыми связывают основные перспективы поисков месторождений нефти и газа. Считалось, что остальная часть разреза нижнего мела, представленная чередованием аргиллитов и глинистых алевролитов, не содержит коллекторов и является покрывкой. Дейст-

вительно, стандартными методами геофизических исследований скважин выделить коллекторы в этой толще не удавалось.

В скв. 2 Вишняковской площади (рис. 2) по данным электрометрии путем задавливания бурового раствора в этой части разреза нижнего мела были установлены коллекторы. В результате испытания интервала 3387—3397 м, за эксплуа-

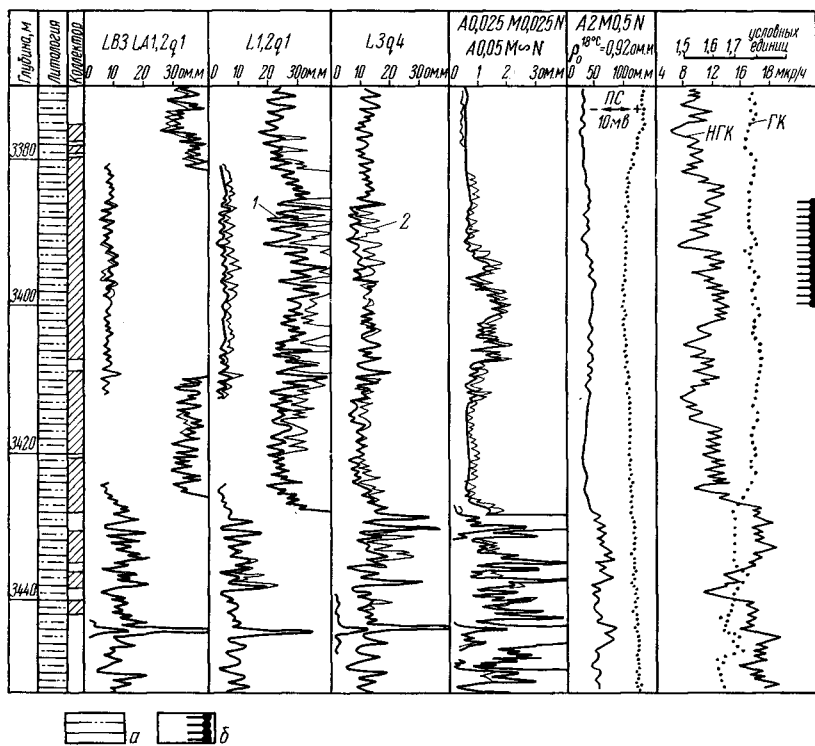


Рис. 2. Выделение коллекторов путем задавливания бурового раствора в скв. 2 Вишняковской площади.

a — чередование алевролитов и аргиллитов; *б* — приток минерализованной воды 8,5 м³/сут; 1, 2 — см. усл. обозначения на рис. 1.

тационной колонной, получен приток пластовой воды дебитом 8,5 м³/сут что подтвердило достоверность выделения коллекторов этим способом.

На Карлавской площади в отложениях сеномана открыта газоконденсатная залежь, приуроченная к трещинно-кавернозным коллекторам. Как коллекторы, так и неколлекторы характеризуются двухслойными кривыми БКЗ, увеличенным, относительно номинального, диаметром скважины, отрицательными приращениями на диаграммах микрозондов и высокой интенсивностью вторичного гамма-излучения.

Для выяснения возможности выделения трещинно-кавернозных коллекторов в скв. 12 были проведены временные измерения аппаратурой БК-7 и исследования путем задавливания бурового раствора. С этой целью выбран интервал 3660—3740 м, из которого испытателем пластов КИИ-146 ГрозУФНИИ получен приток газа и конденсата. В этом интервале (рис. 3, *a*) изме-

нением ρ_k на диаграммах временных замеров четко выделяются проницаемые пласты.

Первый замер (15/III 1970 г.) был проведен спустя 10 суток после утяжеления бурового раствора (рис. 3, *б*) с 1,28 до 1,38—1,4 г/см³; второй (17/IX 1970 г.) — при удельном весе бурового раствора 1,28—1,32 г/см³; третий (17/X 1970 г.) — при удельном весе 1,58—1,6 г/см³ и четвертый — при удельном весе раствора 1,32—1,34 г/см³. (Увеличение удельного веса раствора было вызвано необходимостью борьбы с газопроявлениями из нижнего мела. Сеноманские отложения вскрывали при удельном весе раствора 1,2 г/см³.) Изменение удельного веса раствора, а следовательно, и перепада давлений между скважиной и коллектором, вызывает изменение ρ_k . Причем, на диаграмме зонда LB3 LA1,2q1 оно почти полностью повторяет изменение ρ_r . На диаграмме же зонда L3q4 увеличению удельного веса раствора соответст-

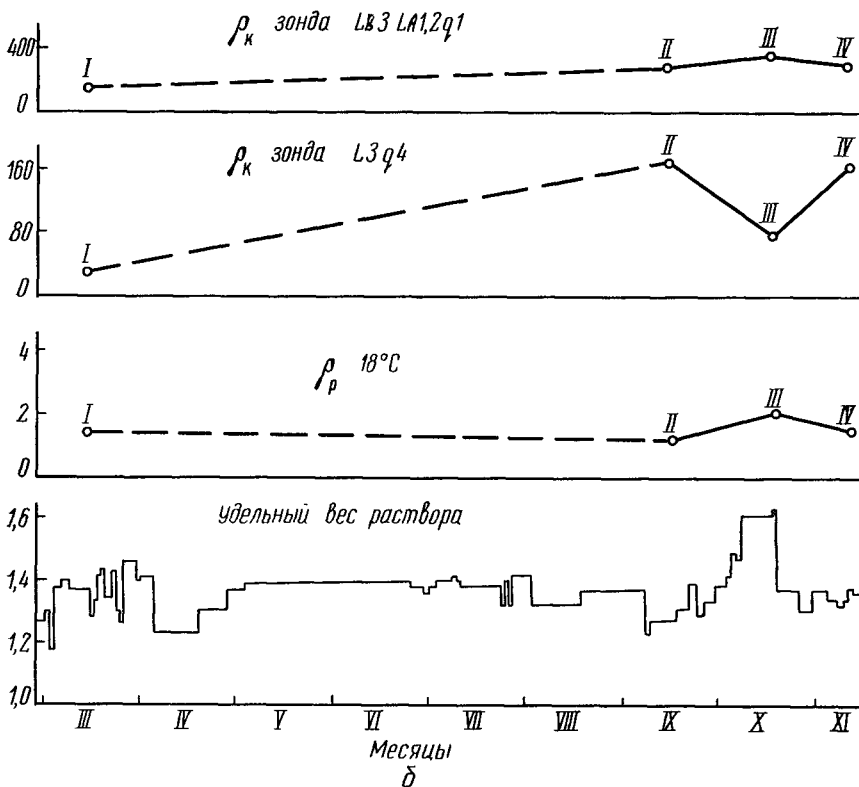
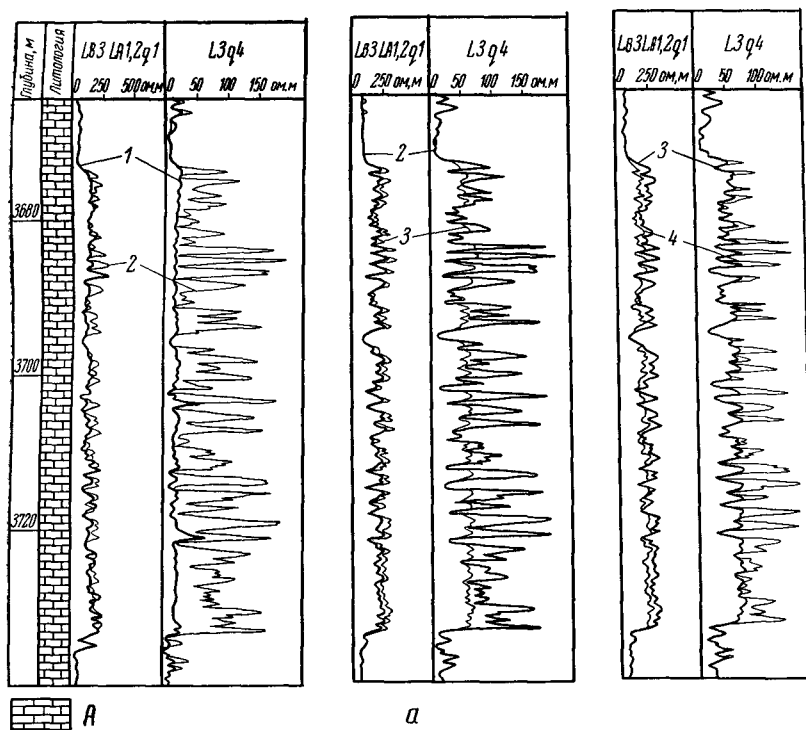


Рис. 3. Изменение сопротивления газонасыщенного трещинно-кавернозного коллектора: а — во времени; б — зависимости от удельного веса и электрического сопротивления раствора в скв. 12 Карлавый площади.

А — известняки; время замера: I — 15/III 1970 г.; II — 17/IX 1970 г.; III — 17/X 1970 г.; IV — 13/XI 1970 г.; 1—4 — изменение коллекторов при последующих замерах (тонкие линии) относительно предыдущих (жирные линии).

вует снижение ρ_K . Из этого можно сделать следующие выводы.

1. ρ_K , зарегистрированное зондом LB3 LA1,2 q1, отражает изменение сопротивления промытой зоны, обусловленное изменением ρ_p .

2. ρ_K , зарегистрированное зондом L3 q4, отражает изменение $\rho_{зп}$, обусловленное изменением газонасыщения зоны проникновения.

Очевидно, при исследованиях 15/III 1970 г. и 17/X 1970 г. глубина зоны проникновения была наибольшей. Несмотря на это, исследованиями путем задавливания бурового раствора (рис. 4) также удается выделить коллекторы по изменению ρ_K . При задавливании в скважину закачено 15/III 1970 г. около 1,2 м³, а 17/X 1970 г. только 0,7 м³ бурового раствора.

В основе оценки насыщающего коллекторы флюида (нефть—газ, пластовая вода) лежит тот же признак, который указывается и в работах [5, 8, 12].

Признаком водоносного коллектора является увеличение ρ_K после задавливания бурового раствора; признаком нефтегазонаосного коллектора — уменьшение ρ_K , если достоверно известно, что $\rho_p > \rho_{пв}$. Если $\rho_p < \rho_{пв}$, однозначное разделение коллекторов на водоносные и нефтегазонаосные затруднено. Соотношение ρ_p и $\rho_{пв}$, в большинстве случаев, с достаточной степенью точности, можно оценить по диаграммам ПС [3].

В скв. 1 Воскресеновской (см. рис. 1) и в скв. 2 Вишняковской (см. рис. 2) по увеличению ρ_K с учетом диаграмм ПС, сделан вывод, что выделенные коллекторы насыщены пластовой водой. В скв. 2 Вишняковской это подтверждено испытаниями интервала 3387—3397 м. В скв. 1 Воскресеновской выделенные коллекторы не испытаны, однако их водонасыщенность однозначно установлена по БКЗ.

В скв. 12 Карлавской площади в интервале глубин 3660—3740 м газонасыщенность коллекторов установлена испытанием. Как видно из рис. 4, в обоих случаях исследований путем задавливания бурового раствора коллекторы выделяются

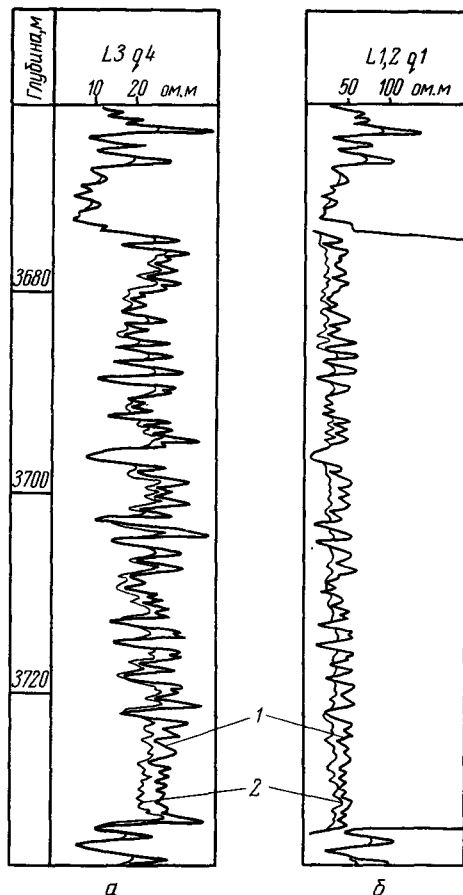


Рис. 4. Выделение трещинно-кавернозных коллекторов по данным электрометрии путем задавливания бурового раствора в скв. 12 Карлавской площади.

а — исследования 15/III 1970 г.; б — исследования 17/X 1970 г.; 1, 2 — см. усл. обозначения на рис. 1.

снижением ρ_K . Для сеноманских отложений Карлавской площади $\rho_p/\rho_{пв} > 3$, следовательно, снижение ρ_K обусловлено газонасыщенностью коллекторов.

Необходимо иметь в виду, что в процессе бурения скважины буровой раствор часто обрабатывают различными химреакентами.

В результате этого ρ_p в момент исследований может отличаться от того ρ_p , при котором формировалась зона проникновения. Чтобы избежать ошибок в оценке насыщения коллекторов, необходимо принимать за основу характер изменения ρ_K на диаграмме зонда с наибольшим радиусом исследования, на котором они еще отмечаются.

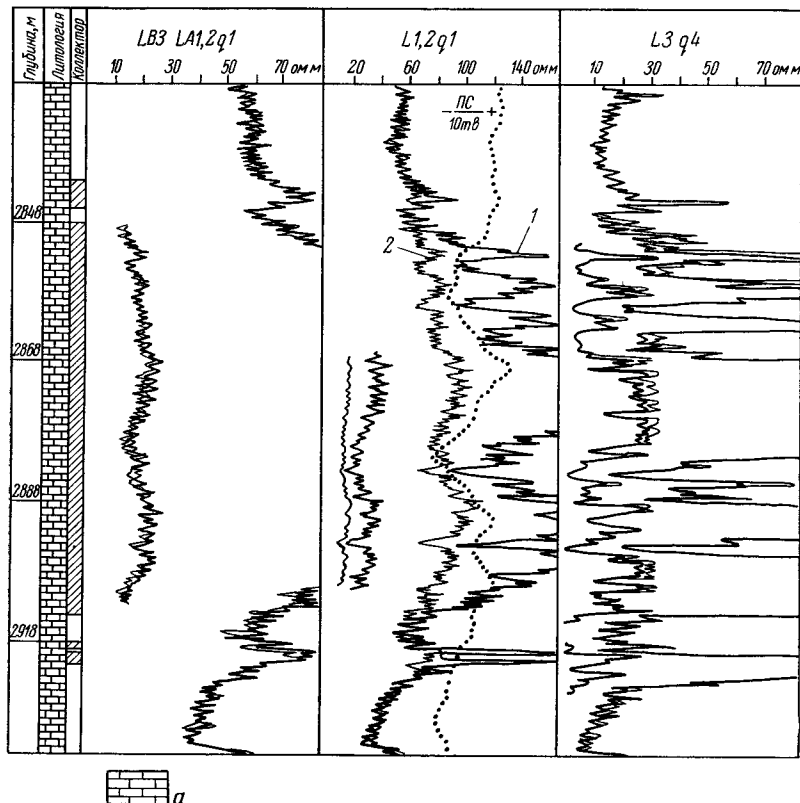


Рис. 5. Пример оценки насыщения коллекторов по изменению ρ_k после задавливания бурового раствора в скв. 10 Карлавакской площади.
а — известняки; 1, 2 — см. усл. обозначения на рис 1.

Так, в скв. 10 Карлавакской площади незадолго до исследований ρ_p уменьшилось с 2,9 до 0,9 Ом·м. В результате по диаграмме зонда L1,2q1 (рис. 5) водоносные коллекторы отметились снижением ρ_k , но по диаграмме зонда L3q4 они характеризуются увеличением ρ_k после задавливания бурового раствора.

В результате изложенного можно сделать следующие выводы.

1. Опробование способа выделения коллекторов и оценки их насыщения путем задавливания бурового раствора в разведочных скважинах Крыма показало его высокую эффективность.

2. Этим способом могут быть выделены коллекторы, в том числе и трещинно-кавернозного типа, и оценен характер их насыщения (нефть — газ, пластовая вода), достоверно известно, что $\rho_p > \rho_{пв}$.

3. Основные преимущества рассмотренного способа состоят в том,

что результаты его не зависят от времени, прошедшего между вскрытием коллекторов и проведением исследований; этот способ отличается малой трудоемкостью по сравнению с временными измерениями и методом двух растворов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Азаматов В. И., Лиходедов В. П., Свихнушин Н. М. О природе зоны переходных сопротивлений в нефтеводоносных пластах горизонта Д₁ Ромашкинского месторождения. «Геология нефти и газа», 1968, № 8.
2. Вендельштейн Б. Ю., Ларионов В. В. Использование данных промысловой геофизики при подсчете запасов нефти и газа. М., «Недра», 1964.
3. Вендельштейн Б. Ю. Исследование разрезов нефтяных и газовых скважин методом собственных потенциалов. М., «Недра», 1966.
4. Дахнов В. Н. Электрические и магнитные методы исследования скважин. М., «Недра», 1967.
5. Дахнов В. Н. Использование фактора времени при интерпретации результатов

исследования скважин методом сопротивлений. «Промысловая геофизика», вып. 41. М., Гостоптехиздат, 1963.

6. Забродин П. И., Раковский Н. Л., Розенберг М. Д. Вытеснение нефти из пласта растворителями. М., «Недра», 1968.

7. Залуцкий А. М., Африкян А. Н. Использование фактора времени и точек максимумов кривых электрического зондирования при изучении карбонатных отложений Волгоградской области. В сб. «Геофизические методы исследования скважин». Труды МИНХиГП, вып. 56. М., «Недра», 1966.

8. Иванов Т. В. Использование фактора времени при изучении карбонатных коллекторов Чиренского газоконденсатного месторождения методом сопротивлений. В сб. «Геофизические методы исследования

скважин». Труды МИНХиГП, вып. 56. М., «Недра», 1966

9. Мительман Б. И. Справочник по гидравлическим расчетам в бурении. М., Гостоптехиздат, 1963.

10. Пестриков А. С. О кольматации призабойной зоны пласта при проводке скважин. «Нефтегазовая геология и геофизика», 1968, № 9.

11. Пирсон С. Д. ж. Справочник по интерпретации данных каротажа. М., «Недра», 1966.

12. Справочник геофизика, т. II. М., Гостоптехиздат, 1961.

13. Шомбар Л. Г. Промыслово-геофизические исследования карбонатных коллекторов. В сб. «Промысловая геофизика», вып. 4. М., Гостоптехиздат, 1962.

Крымская промышленно-геофизическая партия

УДК 550.832 551.76/ 77-553 981/ 982(470.62)

Е. М. Ус

Геофизическая характеристика и выделение нефтегазоносных пород в мезозойско-кайнозойских отложениях Западного Предкавказья

Изучение геофизической характеристики и выделение нефтегазоносных пород является одной из основных задач геофизических исследований скважин. Наиболее распространенный способ выделения нефтегазоносных пород — по величине критического значения коэффициента увеличения сопротивления.

При сравнительно небольшом коэффициенте увеличения сопротивления для слабонефтенасыщенных пластов сопротивление их определяется в основном сопротивлением насыщающей воды. По мере увеличения содержания нефти и газа в порах породы, сопротивление пласта, а следовательно, и коэффициент увеличения сопротивления увеличиваются. Выделение нефтегазоносных пластов в этих случаях по данным электрического каротажа решается однозначно.

Однако промышленные залежи нефти и газа часто приурочены к глинистым песчаникам и алевролитам. Нефтегазоносные глинистые песчаники и алевролиты имеют не-

большие значения удельных электрических сопротивлений, мало отличающиеся от удельных электрических сопротивлений водоносных пластов. Критические значения коэффициента увеличения сопротивления для них изменяются в достаточно большом диапазоне. Критические значения коэффициента увеличения сопротивления крепко сцементированных песчаников и алевролитов, приуроченных к большим глубинам, изменяются в еще больших пределах.

Разнообразие литологических типов пород-коллекторов в широком стратиграфическом диапазоне от триасовых до понтических отложений — и изменение их петрофизических свойств обусловили сложную геофизическую характеристику геологического разреза в Западном Предкавказье. На рис. 1 приведены кривые распределения геофизических параметров для различных стратиграфических комплексов Западного Предкавказья. В связи с тем, что они очень изменчивы, использование их в качестве диагно-