

УДК 553.98:550.361(571.1)

Ф.Я. Боркун, К.В. Федотова

ФГУП «ЗанСибНИИГТ», г. Тюмень

e-mail: ksenija_fedotova@mail.ru, borkunFY@zsniiig.ru

Взаимосвязь термобарических условий залегания и критериев нефтегазоносности пород баженовско-абалакского (верхнеюрского) комплекса Западной Сибири

В работе приведена методика отбраковки данных для построения карт температур, взятых по термограммам и по данным испытаний. На основе данной методики были построены карты пластовых температур верхнеюрских отложений. Также приведены схема изученности испытаниями района исследования. Явно выраженной оказалась тенденция роста пластовой температуры при увеличении пластового давления. Эту закономерность демонстрируют карты распространения данных параметров. В работе представлена карта пластовых температур верхнеюрских отложений, в которой были совмещены данные с термодатчика и данные, взятые по результатам испытаний. Обнаружено возрастание объема внутрислоевого флюида, которое приводит к одновременному росту не только пластового давления ($K_{\text{аном}} = 1,36$), но и пластовой температуры по закону Клапейрона. Отражено влияние давления внутри баженовской свиты на вмещающие породы. Это сопровождается разгрузкой давления, следствием чего является нарушение сплошности вмещающих пород непосредственно над и под породами баженовской свиты и образование каверн. Описанное в работе явление одновременного роста температуры и давления может являться поисковым критерием при оценке нефтеносности баженовской свиты.

Ключевые слова: баженовская свита, АВПД, термобарические критерии, критерии нефтегазоносности.

Исследуемый район приурочен к юго-западной части Западно-Сибирского мегабассейна. В административном отношении территория работ расположена в пределах Ханты-Мансийского автономного округа в центральной его части и занимает площадь 150 тыс. км², в пределах Фроловской и Красноленинской НГО.

В тектоническом отношении рассматриваемая территория находится во Фроловской мегавпадине (Фроловском геоблоке). Крупными тектоническими элементами являются Бобровский мегапрогиб, Южно-Бобровский мегапрогиб, Помутская мегатерраса, Красноленинский свод, Салымский мегавал, Верхнесалымский мегавал, Согомская моноκлиналь, Радомский мегавал, Яхлинская мегаседловина. В целом, территория осложнена значительным количеством структур I и II порядка.

В ходе работ был выполнен сбор информации по результатам гидродинамических исследований скважин (Федотова, Боркун, 2014). По отложениям баженовской и абалакской свит были проведены испытания в 177 скважинах, из них 43 скважины испытаны совместно с выше- или нижележащими горизонтами, а в 134 скважинах выполнены испытания отдельно верхнеюрских отложений. Получены притоки нефти дебитами от 0,03 м³/сут (скв. Соровская 40) до 158,4 м³/сут (скв. Салымская 64). Наиболее изучены испытаниями Салымский, Среднеязымский и Назымский районы (Рис. 1).

Изучение литературы по тематике исследования показало, что отдельно выделяется термический критерий и критерий АВПД. По данным С.И. Филиной (Филина и др., 1984), нефтяные залежи в трещиноватых коллекторах баженовской свиты возникают при наличии следующих условий:

1. пластовые температуры выше 100°С;
2. наличие глинистых экранов толщиной не менее 5 м, изолирующих породы баженовской свиты от выше- и нижележащих песчаных пластов;
3. наличие АВПД с коэффициентом аномальности не ниже 1,3;

4. содержание $C_{\text{орг}}$ в породах не менее 7 %;
5. наличие участков тектонического напряжения в зонах сочленения крупных тектонических элементов.

По данным Ф.Г. Гурари (Условия формирования залежей..., 1988), перспективными на выделение залежей являются объекты со следующими критериями:

1. толщина свиты – 25 м;
2. толщина нижнего и верхнего флюидоупоров – 10 м;
3. кажущееся удельное электрическое сопротивление пород баженовской свиты составляет 150 Ом*м;
4. естественная радиоактивность – 35 (2,58*10⁻¹⁰) Кл/кг*ч ($C_{\text{орг}} = 7,5\%$);
5. аномалия ПС должна составлять 20-25 мВ;
6. температура в кровле свиты составляет 90°С.

М.Ю. Зубков определил, что механизм формирования вторичного коллектора баженовской и абалакской свит обусловлен тектоническим дроблением и последующим гидротермальным воздействием на определенные типы пород (Зубков и др., 1999). Он определил критерии нефтеносности баженовской и абалакской свит, исходя из этого представления:

1. пластовая температура в кровле баженовской свиты не ниже 95-100°С;
2. толщина подстилающего и перекрывающего свиту флюидоупора не менее 10 м;
3. наличие потенциально продуктивных пластов (ППП) в составе свит;
4. наличие зон тектонического дробления.

Важнейшим параметром приуроченности к нефтегазоносности баженовской свиты является повышенная пластовая температура. Салымское и Верхнесалымское месторождения (средние температуры соответственно 124 и 115°С) являются наиболее «горячими» точками в Сосново-Мысской и Пальяновской структурах. Малобалькское месторождение с нефтепроявлениями в баженовской свите является наиболее высокотемпературным участком. С высокотемпературной зоной связаны нефтепроявления Во-

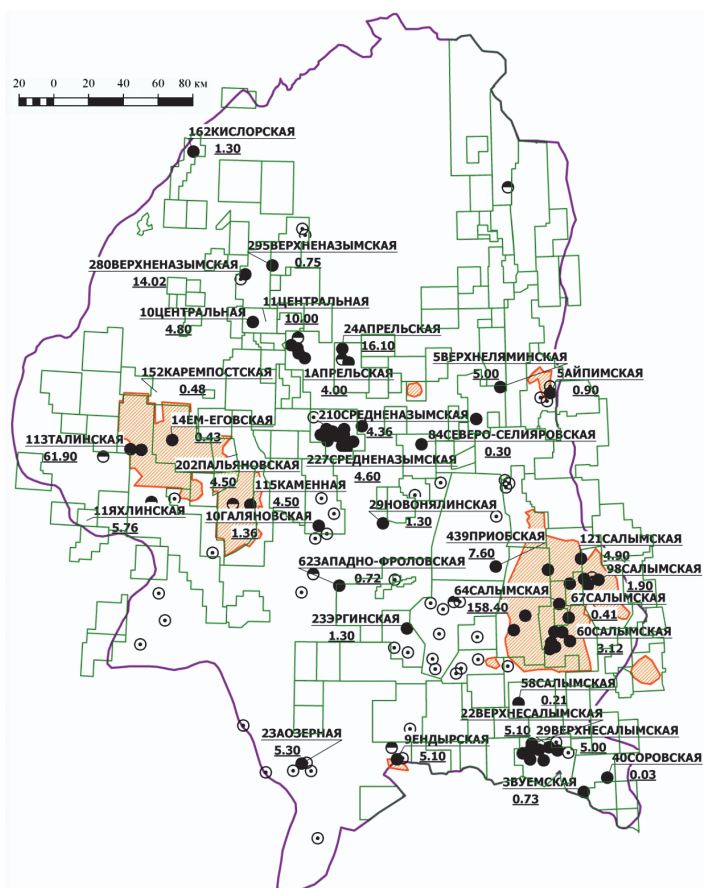


Рис. 1. Схема изученности испытаниями района исследования.

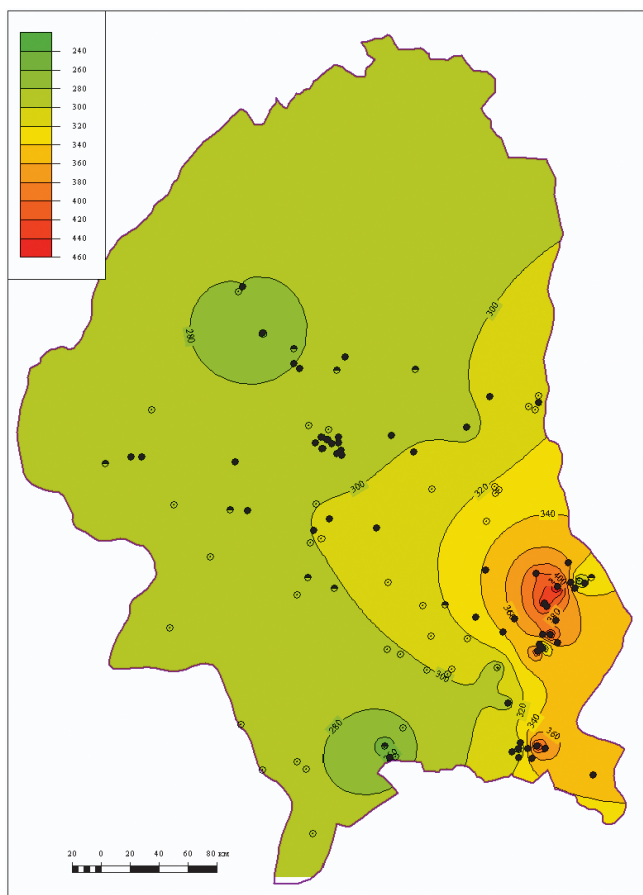


Рис. 2. Карта пластовых давлений в верхнеюрских отложениях (Атм).

сточно-Моисеевской площади в Томской области. Все остальные известные месторождения и нефтепроявления в баженовской свите (за исключением Мултановского) также оконтуриваются изотермой 95°C.

Повышенные температуры на нефтеносных площадях обуславливаются как возрастанием глубин залежей, так и более высоким температурным градиентом. Изменение градиента по всему разрезу баженовской свиты в целом оказывается достаточно близким к линейному.

Наиболее высокие значения температуры отмечены в центральной части месторождения, в пределах северного купола Западно-Лемпинского поднятия и Малосалымской структуры. Зона максимальных значений пластовой температуры прослеживается к северо-востоку от скв. 80. Самая низкая пластовая температура зафиксирована в периферийных частях месторождения. Тенденция падения температуры от центра к периферии структуры прослеживается весьма четко, хотя в двух случаях (скв. 88 и 85) температуры, достигающие 130°C, зафиксированы на погружениях. При этом в наиболее «горячих» точках района отмечаются самые лёгкие, малосмолистые и низкосернистые нефти.

Групповой состав нефти изменяется в зависимости от пластовой температуры вполне закономерно. С её ростом в интервале от 90 до 125°C уменьшается относительное содержание ароматических и нафтеновых углеводородов с 20,3 до 11,9 и с 34,2 до 29,5% соответственно. Доля метановых углеводородов, наоборот, возрастает примерно с 45,6 до 58,4%. Распределение парафинов не имеет чёткой связи с температурой.

В ходе исследования были построены карты пластовых температур. При построении изначально использовались данные, взятые с термограмм. Была выбрана следующая методика отбраковки данных.

1) Искаженные температуры возникают при бурении из-за циркуляции бурового раствора и охлаждении стенок скважин, поэтому замер температуры при проведении работ в открытом стволе скважины ведет к занижению температуры;

2) Термограммы, записанные при контроле высоты поднятия цементного раствора за обсадной колонной, так же непригодны из-за искажения естественной температуры стенок скважины затвердевающим цементным камнем. Этот процесс происходит с отдачей тепла (экзотермический процесс);

3) Замеры температуры в процессе работы скважины на приток (в процессе испытания или пробной эксплуатации) дают повышение температуры вследствие эффекта Джоуля-Томпсона (эффект дросселирования). Происходит нагревание нефти. Как результат, температура нефти (замеренная температура) выше, чем естественная температура пород-коллекторов.

Для изучения были приняты термограммы по тем скважинам, в которых не проводились работы на протяжении длительного периода времени и температура успела восстановиться до пластовой. Также учитывалось, шел ли прибор измерения температуры сверху вниз по стволу скважины. В противном случае объем прибора вытеснял бы жидкость внутри скважины и давал бы неверные показания. Однако наиболее достоверных данных, отобранных по термограммам, оказалось не достаточно, чтобы оха-

рактизовать территорию исследования, поскольку часть термограмм не соответствовала критериям отбора. С целью дополнения карты пластовых температур баженовской свиты была дополнительно построена карта пластовых температур, взятых из актов испытаний.

В районе исследования были собраны данные по результатам гидродинамических испытаний в колонне верхнеюрских отложений. Были использованы наиболее достоверные исследования по замерам пластовых давлений и пластовых температур в этих скважинах. Для анализа не использовались скважины с неконкретным объектом исследования, когда одновременно с баженовскими испытывались ачимовские и среднеюрские объекты. Также были отбракованы замеры в скважинах, произведенные значительно выше интервала испытания. Прослежена взаимосвязь изменения пластовых температур ($T_{пл}$) и пластовых давлений ($P_{пл}$). Явно выраженной оказалась тенденция роста $T_{пл}$ при увеличении $P_{пл}$. Эту закономерность демонстрируют карты распространения данных параметров (Рис. 2, 3, 4).

Аномально высокие пластовые температуры выявлены в районе Салымской группы месторождений и на Красноленинском своде. Аномально высокие пластовые давления выявлены в районе Салымской группы месторождений.

Сопоставляя схему изученности испытаниями района исследования с картами пластовых температур и давлений верхнеюрских отложений можно отметить следующую закономерность: зоны распространения максимальных температур и давлений в значительной мере совпадают с зонами, в которых были получены притоки нефти.

Приведем доказательство взаимосвязи давления, тем-

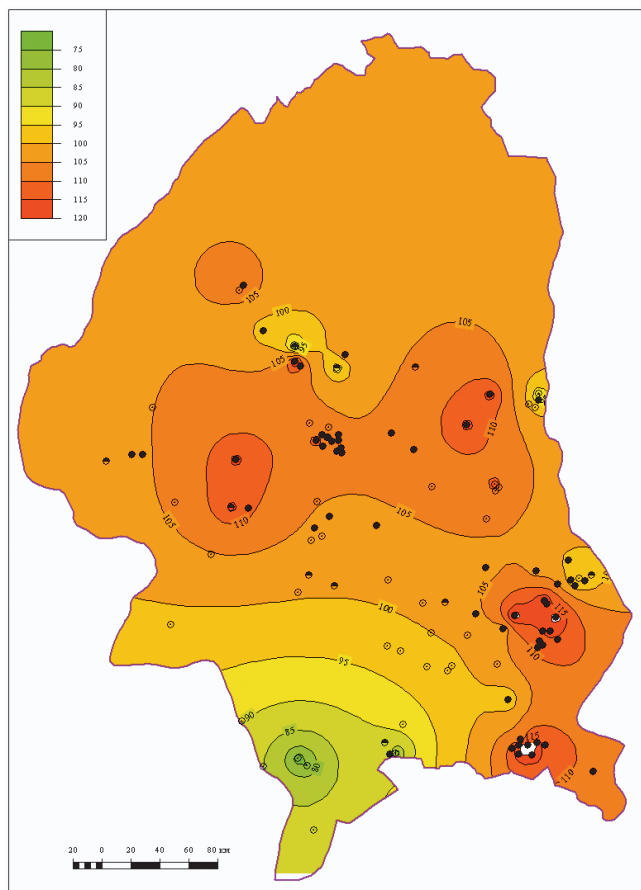


Рис. 3. Карта пластовых температур верхнеюрских отложений, данные взяты по испытаниям ($^{\circ}\text{C}$).

пературы и нефтеносности в баженовской свите.

Изначальным материалом для нефтегенерации служили водоросли. Органическое вещество преобразовывалось в углеводороды, в том числе нефть, плотность которой в среднем составляет $0,84 \text{ г/см}^3$. Плотность изначального органического вещества изучалась американскими учеными и была принята равной $1,05 \text{ г/см}^3$.

В ЗапСибНИГНИ Бorkун Ф.Я. и Григорьева Н.П. проводили исследования над керогеном (скв. 192): выжигали плавиковой кислотой минеральный состав из керогена, после чего оставалось только органическое вещество. Кероген как гидрофобное вещество не утонуло бы в воде, поэтому плотность его была определена в керосине. По двум образцам были измерены плотности органического вещества и составляли $1,12 \text{ г/см}^3$ и $1,14 \text{ г/см}^3$. Среднее значение плотности органического вещества $\rho_1 = 1,13 \text{ г/см}^3$.

Располагая данными, что плотность органического вещества $\rho_1 = 1,13 \text{ г/см}^3$, а плотность углеводородов (нефти) $\rho_2 = 0,84 \text{ г/см}^3$, можно рассчитать, во сколько раз увеличился объем при преобразовании органического вещества в нефть: $\beta = 1,13/0,84 = 1,33$. Значит, объем возрос в 1,33 раза.

По формуле Клапейрона:

$$P \cdot V / T = \text{const}, P_1 \cdot V_1 / T_1 = P_2 \cdot V_2 / T_2;$$

$P_2 \cdot 1,33 / 120^{\circ}$ (подставляем реальную цифру 120° – одна из максимальных температур).

Минимальное значение давления на нашей территории исследования – это давление до преобразования органики, в нашем случае $P = 273 \text{ атм}$.

Закон нормального гидростатического давления:

$$P_{пл} = H/10 = 2750/10 = 275 \text{ атм},$$

где H – средняя глубина залегания баженовской свиты.

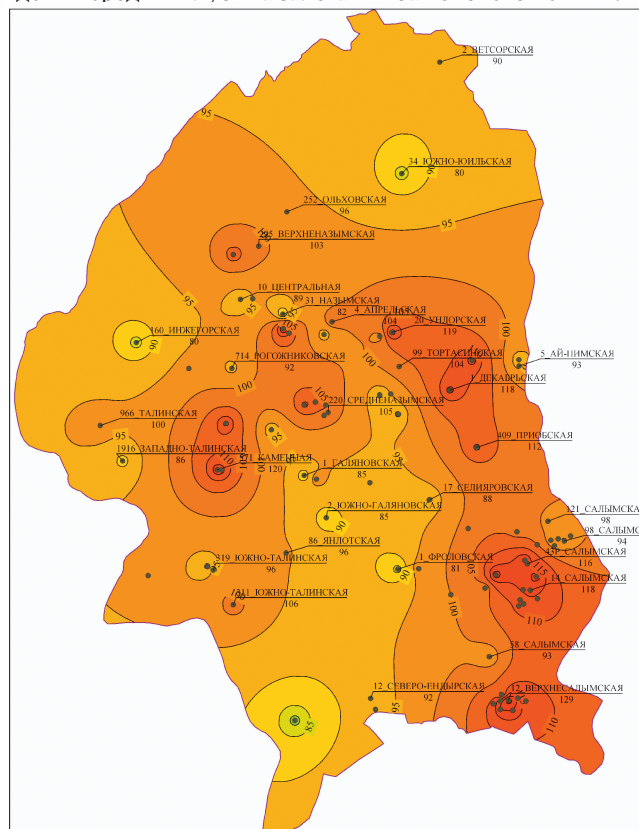


Рис. 4. Карта пластовых температур верхнеюрских отложений (данные взяты совместно по испытаниям и термограммам ($^{\circ}\text{C}$)).

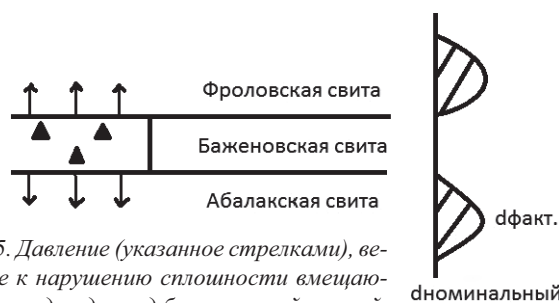


Рис. 5. Давление (указанное стрелками), ведущее к нарушению сплошности вмещающих пород над и под баженовской свитой.

Подставляя последнюю цифру в закон Клапейрона, получаем $P_1 * V_1 / T_1 = 273 * 1,33 / 90$. Последнее выражение характеризует состояние системы до начала преобразования органического вещества.

Температура до начала преобразования органического вещества составляла $T_1 = 3,2 * 27,3 = 88^\circ$, где 3,2 – градиент, 27,3 – средняя глубина залегания баженовской свиты в Западной Сибири.

Если $\rho_{ув} = 0,84 \text{ г/см}^3$, то давление станет: $1,33 * P_1 / T_1 = \text{const}$. После нефтегенерации выражение принимает форму: $P_2 * 1,33 / 120^\circ$. Соответственно, $P_2 = x * 1,33 / 120^\circ = 372 \text{ атм}$ (при максимальных давлении и температуре). С учетом увеличения объема при преобразовании вещества коэффициент аномальности давления $K_{аном} = 372 \text{ атм} / 275 \text{ атм} = 1,36$ (давление до и после преобразования органического вещества). На эту величину возрастает внутривисерное давление, которое воздействует на автогидро разрыв, вследствие чего возникают микротрещины, а избыточное давление частично уходит из баженовской свиты во вмещающие породы. Это ведет к разрушению пород при бурении и увеличению диаметра скважины непосредственно над баженовской свитой, что отмечается на кривой кавернометрии. Схематически этот процесс отображен на рис. 5. Породы над и под баженовской свитой осыпаются при бурении. В случае же, когда давление стравили (разрядили), соседние скважины легче бурятся, уже без осыпания.

Согласно адиабатическому закону рост давления приводит к росту температуры. Это правило универсально, и распространяется не только на породы баженовской свиты, но и на зоны АВПД в ачимовской толще в Надымском районе, Восточном Уренгое и в пределах юрской системы на Песцовом и Ен-Яхинском месторождениях.

Результатом данной работы стали следующие выводы.

1) Необходимо признать, что в продуктивных частях баженовской свиты отмечается увеличенное пластовое давление с одновременным ростом пластовых температур.

2) Диапазон вариации пластовых давлений варьирует от 273 до 429,6 атм (максимальное давление зафиксировано в скв. Верхнесалымской 14).

3) Диапазон вариации пластовых температур варьирует от 80° до 129° (максимальная температура зафиксирована в скв. Верхнесалымской 12).

4) Причиной одновременного возрастания температуры и давления в баженовской свите является преобразование органического вещества с большей плотностью ($1,12 \text{ г/см}^3$) в углеводороды (в частности, нефть) с меньшей плотностью и как следствие, возрастание объема внутривисерного флюида в 1,33 раза.

5) Это возрастание объема внутривисерного флюида приводит к одновременному росту не только пластового давления ($K_{аном} = 1,36$), но и пластовой температуры по закону Клапейрона.

6) Из вышеизложенных выводов очевидна связь АВПД с наличием залежей (где есть АВПД, там следует искать залежи нефти). Прямая зависимость параметров температуры и давления подтверждается законом Клапейрона. Следовательно, наличие залежей приурочено к наличию АВПД и высоких температур.

7) Данное явление может являться поисковым критерием при оценке нефтеносности баженовской свиты.

8) Этот же факт вызывает возникновение АВПД и во вмещающих отложениях.

9) Проведенные исследования подтверждают связь нефтегазоносности и термобарических условий на территории Фроловской и Краснотенинской НГО Широкого Приобья ХМАО.

Литература

Зубков М.Ю., Скрылев С.А., Бондаренко П.М. и др. Методы оценки перспектив нефтегазоносности баженовской и абалакской свит Западной Сибири. Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО. Ханты-Мансийск. 1999. С. 206-222.

Условия формирования и методика поисков залежей нефти в аргиллитах баженовской свиты. Под ред. Ф.Г. Гурари. М.: Недра. 1988. 177 с.

Федотова К.В., Боркун Ф.Я. Термобарические критерии нефтегазоносности баженовской и абалакской свит на территории Фроловской и Краснотенинской НГО Широкого Приобья ХМАО. Мат. Межд. научно-практ. конф. «Трудноизвлекаемые и нетрадиционные запасы углеводородов: опыт и прогнозы». Казань: Изд-во «Фэн». 2014. С. 71-74.

Филина С.И., Корж М.В., Зонн М.С. Палеогеография и нефтеносность баженовской свиты Западной Сибири. М.: Наука. 1984. 31 с.

Сведения об авторах

Ксения Васильевна Федотова – геолог 1 кат.

Федор Яковлевич Боркун – канд. геол.-мин. наук, начальник отдела ГИС

ФГУП «ЗапСибНИИГГ», г. Тюмень, ул. Республики, 48/4а. Тел: 8(912) 385-75-10, 8(982) 132-67-41.

The Relation between Temperature and Pressure Conditions and Oil and Gas Content in Bazhenovsky-Abalaksy (Upper Jurassic) Complex of Western Siberia

K.V. Fedotova, F.Ya. Borkun

FGUP "ZAPSIBNIIGG", Tyumen, Russia, e-mail: ksenija_fedotova@mail.ru, borkunFY@zsniiigg.ru

Abstract. The paper describes a screening method to construct temperature maps by thermographs and test data. Maps of Upper Jurassic reservoir temperature are based on this method. The article also provide a scheme of area explored

by tests. Reservoir temperature clearly rises with increasing reservoir pressure which is demonstrated on distribution maps of mentioned parameters. The paper presents a map of Upper Jurassic reservoir temperatures, where temperature log

Окончание статьи Ф.Я. Боркун, К.В. Федотовой «Взаимосвязь термобарических условий залегания и критериев нефтегазонасности пород...»

and test results data are combined. The volume of interstitial fluid increases resulting in simultaneous growth of reservoir pressure ($K_{abnorm}=1,36$) and reservoir temperature in accordance with the Clapeyron law. Pressure inside the Bazhenov formation influences adjacent strata. It is accompanied by pressure relief, resulting in cavities formation and discontinuity of adjacent rocks above and below Bazhenov stratum as well. The phenomenon of simultaneous increase of temperature and pressure may be a criterion in evaluating oil and gas content of Bazhenov formation.

Keywords: Bazhenov formation, abnormally high formation pressure, temperature and pressure criteria, oil and gas content.

References

Zubkov M.Yu., Skrylev S.A., Bondarenko P.M. et al. Metody otsenki perspektiv neftegazonosnosti bazhenovskoy i abalakskey svit Zapadnoy Sibiri [Methods for assessing the petroleum potential of the Bazhenov and Abalak formations in Western Siberia]. *Puti realizatsii neftegazovogo potentsiala KhMAO* [Ways to implement oil and gas potential of KhMAO]. Khanty-Mansiysk. 1999. Pp. 206-222.

Usloviya formirovaniya i metodika poiskov zalezhey nefi v argillitakh bazhenovskoy svity [Conditions of formation and oil prospecting technique in the Bazhenov Formation argillites]. Ed. F.G. Gurari. Moscow: «Nedra» Publ. 1988. 177 p.

Fedotova K.V., Borkun F.Ya. Termobaricheskie kriterii neftegazonosnosti bazhenovskoy i abalakskey svit na territorii Frolovskoy i Krasnoleninskoy NGO Shirotного Priob'ya KhMAO [Thermobaric criteria of oil potential of the Bazhenov and Abalak formations on the territory of KhMAO]. *Mat. Mezhd. nauchno-prakt. konf. «Trudnoizvlekaemye i netraditsionnye zapasy uglevodorodov: opyt i prognozy»* [Proc. Int. sci. and pract. conf. «Hard-and unconventional hydrocarbon reserves: experiences and predictions»]. Kazan: «Fen» Publ. 2014. Pp. 71-74.

Filina S.I., Korzh M.V., Zonn M.S. Paleogeografiya i neftenosnost' bazhenovskoy svity Zapadnoy Sibiri [Paleogeography and oil potential of the Bazhenov Formation of West Siberia]. Moscow: «Nauka» Publ. 1984. 31 p.

Information about authors

Kseniia V. Fedotova – Geologist

Fyodor Ya. Borkun – Cand. Sci. (Geol. and Min.), Head of the Production Well Logging Department

FGUP «ZapSibNIIGG», Russia, Tyumen, Respublika str., 48/4a. Tel: 8(912) 385-75-10, 8(982) 132-67-41.